L'industrie canadienne du pétrole

Examen de l'activité 1991

Rapport annuel

Publié par la division de surveillance du secteur pétrolier et services d'information

On peut se procurer des exemplaires à la
Direction des communications
Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources Canada
580, rue Booth
Ottawa (Ontario)
K1A 0E4

Also available in English

© Approvisionnements et Services Canada 1991
Catalogue Number M27-22/1991-2F
ISBN 0-662-97696-7

92-06968/

L'honorable Jake Epp
Ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources
Ottawa (Ontario)

Monsieur le Ministre,

J'ai l'honneur de vous soumettre le présent rapport, qui décrit le rendement financier de l'industrie canadienne du pétrole et du gaz en 1991. Le rapport s'appuie sur des données provenant de 154 sociétés dont les revenus totaux équivalent à plus de 90% de tous les revenus de l'industrie. Les données reflètent donc fidèlement le rendement de l'ensemble de l'industrie au Canada.

En 1991, les ressources d'autofinancement de l'industrie ont diminué de 22% à 7,6 milliards de dollars et les bénéfices nets ont connu une baisse de 4,7 milliards de dollars, passant d'un profit de 2,3 milliards de dollars en 1990 à une perte de 2,4 milliards de dollars en 1991. Les secteurs amont et aval de l'industrie ont tous deux enregistré une baisse de leurs bénéfices nets et de leurs ressources d'autofinancement. Les recettes du secteur amont ont diminué de 2,8 milliards de dollars à la suite de la baisse des prix du pétrole brut et du gaz naturel commercialisable. La baisse des prix du gaz naturel, jusqu'à leur niveau le plus bas depuis plus d'une décennie, a fait en sorte que de nombreuses sociétés ont radié des éléments d'actif d'une valeur totale de près de 2 milliards de dollars. Le secteur aval a connu des marges bénéficiaires plus faibles. Par conséquent, le taux de rendement de l'avoir propre des actionnaires a été de moins 6% en 1991, contre 5,6% en 1990.

Malgré la baisse de ses ressources d'autofinancement, l'industrie a augmenté ses dépenses globales en capital de 9% à 9,5 milliards de dollars, en grande partie à cause des participations dans des mégaprojets, tels que la mise en valeur du gisement de gaz Caroline, le projet Hibernia, le projet Cohasset/Panuke et l'usine de valorisation des sables pétrolifères à la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan. Cette augmentation des dépenses d'investissement, conjuguée à la baisse des ressources d'autofinancement, a donné lieu à un taux de réinvestissement de 126%, contre 90% en 1990.

Veuillez agréer, Monsieur le Ministre, l'assurance de ma haute considération.

Bruce Howe
Président

le 8 juillet 1992

Nouveautés et particularités

L'Examen de l'activité contient quelques nouveaux renseignements et, comme par le passé, il doit être lu avec certaines réserves en tenant compte des informations fournies sous la rubrique «Particularités»

Nouveautés

- Dans le présent Examen figurent un certain nombre de nouvelles annexes sur les thèmes suivants :

— les fourchettes de profitabilité déclarées dans le secteur amont,

— les frais futurs d'enlèvement d'une immobilisation et de restauration des lieux,

— les réductions de valeur selon le critère de limite maximale, et

— la comparaison des méthodes de l'épuisement à rebours (LIFO) et de l'épuisement successif (FIFO) des stocks du secteur aval.

Particularités

- Le budet fédéral du 25 février 1992 a annoncé l'abolition de l'Agence de surveillance du secteur pétrolier. Dans le but de rationaliser ses opérations, il a été recommandé que la fonction de surveillance, telle que prévue par la Loi sur la surveillance du secteur énergétique, soit assimilée par le Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources. A cet effet, le Parlement devrait adopter la législation nécessaire pour abolir l'Agence, mais les dispositions principales de la loi devraient survivre. L'enquête sur la performance financière continuera pendant et après que la fonction de surveillance soit assimilée par la ministère. Comme la rationalisation pourrait entraîner la disparition de certains produits de l'Agence, une enquête des clients est présentement en cours, pour s'assurer que rien d'essentiel n'est ignoré. Dans ce contexte, si vous voulez communiquer vos impressions sur cet examen de l'activité et sur ses aspects les plus utiles, n'hésitez pas à nous écrire.

- En 1991, une grande société intégrée de pétrole et de gaz a adopté, pour la comptabilité de ses stocks, la méthode de l'épuisement à rebours. Antérieurement, le coût du pétrole brut aux raffineries et celui des produits était déterminé grâce à la méthode du coût moyen, tandis que le pétrole brut en transit était évalué au coût actuel. L'adoption de la méthode de l'épuisement à rebours a été appliquée rétroactivement, et les données de 1990 ont été reformulées. Ce changement a entraîné une révision à la baisse des taux de rendement de l'industrie pour 1990. En outre, un certain nombre de sociétés ont adopté la méthode de l'épuisement à rebours pour évaluer leurs stocks à partir du 1er janvier 1992, sans reformuler les données des années précédentes. Si ces sociétés avaient appliqué le changement aux années antérieures, elles auraient aussi déclaré des bénéfices sensiblement plus élevés en 1991 mais beaucoup plus faibles en 1990 (voir l'annexe H pour de plus amples renseignements).

- Conformément à la recommandation de l'Institut canadien des comptables agréés au sujet de la comptabilisation des immobilisations, la plupart des sociétés ont tenu compte des frais futurs d'enlèvement d'une immobilisation et de restauration des lieux. Cette comptabilisation du coût dans les livres des sociétés a réduit les bénéfices nets de l'année courante. Toutefois, dans un certain nombre de cas, des sociétés ont adopté la politique rétroactivement, ce qui réduit les bénéfices des années précédentes. Nous n'avons pas tenté de rajuster les données des années précédentes (pour de plus amples détails, voir l'annexe F).

- Des révisions à la baisse aux taux de rendement du capital utilisé dans les secteurs amont et aval ont été apportées aux données pour l'ensemble de l'année 1990 suite à la réception de données révisées sur la répartition des dépenses par secteur. Antérieurement, ces données étaient déclarées comme

de "société" et comprises dans les «autres activités au Canada». Le taux de rendement total n'a pas changé.

- Avant le 1er janvier 1991, les taxes fédérales sur les produits pétroliers comprenaient la taxe de vente fédérale (TVF) et la taxe d'accise (TAF). À partir du 1er janvier 1991, la TVF a été remplacée par la taxe sur les produits et services (TPS), qui représente 7 % du prix de détail de tous les produits pétroliers. Pendant que l'ancienne taxe de vente était calculée à 13,5 % du prix moyen du gros, la TPS s'applique sur une assiette élargie, qui comprend la taxe d'accise, les taxes provinciales et la marge des détaillants. En ce qui concerne la présentation des états financiers, contrairement à la taxe de vente qui était incluse dans les recettes et le coût des marchandises vendues, la TPS n'est nullement montrée, conformément aux normes de comptabilité généralement reconnues.

- L'annexe A1, intitulée «Revue de l'année», récapitule les faits saillants.

- De nombreuses statistiques figurant dans le corps du texte ont été arrondies pour en faciliter la lecture. Cependant, les changements en pourcentage ont été calculés au moyen de chiffres précis présentés à l'annexe B.

- Bien que 159 sociétés aient fait une déclaration (voir l'annexe I), le présent examen n'est basé que sur 154 d'entre elles. Cinq petites sociétés sont exclues à cause du manque de données comparables pour l'année précédente.

- L'industrie canadienne du pétrole a connu d'autres remaniements au cours de 1991 par suite d'un certain nombre de fusions et d'acquisitions. Entre autres :

— Co-enerco Resources Ltd. a acheté des actifs pétroliers des sociétés Compagnie des Pétroles Amoco Canada Ltée., Encor Inc. et Maligne Resources Limited dans le nord-ouest de l'Alberta.

— Ladd Exploration a été acheté par Amax Petroleum of Canada Inc.

— Chauvco Resources Ltd. s'est portée acquéreur des intérêts de Esso Ressources Canada Limitée dans l'unité de Rycroft, Bellshill Lake et dans le gisement de Thompson Lake.

— Paragon Petroleum Limited, PPC Oil and Gas Corp. et Alterio Resources Limited ont fusionné pour former la Paragon Petroleum Corporation.

— Inverness Petroleum Ltd. s'est portée acquéreur de Pancontinental Oil Ltd.

— Coseka Resources Limited est devenue une filiale exclusive de North Canadian Oils Ltd.

— NOVA Petrochimicals Inc. a changé sa raison sociale en Novacor Chimie (Canada) Ltée./Novacor Chemicals (Canada) Ltd. Alberta Gas Ethylene Company a fusionné avec Novacor Chimie (Canada) Ltée. pour former Novacor Chemicals Ltd., tandis que Polysar Petrochemicals Ltd. a changé son nom à Novacor Petrochemicals Ltd.

— Polysar Hydrocarbons Ltd., Hi-Point Industries Ltd. et Genesis Pipeline Canada Ltd. ont fusionné pour former Genesis Pipeline Canada Ltd.

— Lasmo Canada Inc. s'est portée acquéreur des 12,7% d'intérêts économiques directs de Petro-Canada dans l'unité Nipisi Gilwood No 1.

— Petro-Canada est devenue une société publique, 19,5% de ses actions ayant été émises sur le marché financier.

— Westcoast Energy Inc. a vendu ses 10,5% d'intérêts dans Ranger Oil Ltd.

— Poco Petroleums Ltd. s'est portée acquéreurs de Voyager Energy Inc.

— Sherritt Gordon Limited s'est portée acquéreur des actifs canadiens de Canada Northwest Energy Limited.

— Dorset Exploration Ltd. et Husky Oil Ltd. se sont portées acquéreurs de divers actifs de Esso Ressources Canada Limitée.

— NAL Resources Ltd. s'est portée acquéreur de certains actifs de Northstar Energy Corporation.

— Shell Canada Limitée s'est portée acquéreur des actifs de Ressoruces Gulf Canada Limitée dans le gisement de gaz Caroline.

— La ville de Medicine Hat a acheté des gisements de Buttes Resources Canada Ltd.

— Ocelot Industries Ltd. a acheté les actifs pétroliers et gaziers de Lone Pine Resources Ltd.

— Anderson Exploration Ltd. s'est portée acquéreur de Columbia Gas Development of Canada Ltd. de la société mère américaine, Columbia Gas Systems Inc.

— Bow Valley Industries Ltd. s'est portée acquéreur de la participation de PanPacific Petroleum Inc. dans Southern Cross (Tanjung) Limited.

— Bowtex Energy Ltd., a fusionné avec sa société mère Bowtex Energy (Canada) Corporation.

— Hope Brook Gold Inc. est devenu une filiale à part entière de BP Canada Inc.

— Cabre Exploration Ltd. a fusionné avec sa filiale Cabre 1990 Ltd.

— Canadian Conquest Exploration Inc. a vendu Concord Resources Ltd. et Energy West Resources.

— Canadian Gas Gathering Systems Inc. a acheté des actifs de Ressources Gulf Canada Limitée.

— Mannville Oil & Gas Ltd s'est portée acquéreur de 27,9% de Canadian Jorex Limited.

— Co-operative Energy Development Corporation a changé son nom à Co-enerco Resources Ltd.

— Conwest Exploration Company Ltd. a réduit sa participation dans Colonial Oil & Gas Limited de 49% à 40%.

— B.G. Consulting Inc. a vendu 50% de sa participation dans Excel Energy Inc. à 364169 Alberta Ltd.

— Poco Petroleums Ltd. a accru sa participation dans Bonanza Oil & Gas Ltd. et dans Central Explorers Inc.

— Ressources Gulf Canada Limitée a vendu des gisements de pétrole et de gaz à Vista International Petroleums Ltd.

— Broken Hill Proprietary a acquis tout le reste des actions ordinaires de Hamilton Oil Corp. Cette dernière a alors été dissoute et remplacée par Hamilton Oil Co., Inc. La gestion des actifs et des gisements canadiens a été transférée à la filiale canadienne de Broken Hill, BHP Petroleum (Canada) Ltd.

— Li Ka Shing a acheté les 43% de Husky Oil Ltd. qui étaient détenus antérieurement par Nova Corporation.

— Mark Resources Inc. a acheté les intérêts de 25% restants dans le gisement Bigstick à Sandhills.

— Saskatchewan Oil and Gas Corporation a acheté tous les actifs de Moose Jaw Asphalt Inc.

— Northstar Energy Corporation a acquis la division pétrolière de Accord Capital Corporation.

— Ocelot Industries Ltd. a été partagée en deux entités cotées en bourse : l'une regroupant ses intérêts dans la chimie (Ocelot Industries Ltd.) et l'autre (Ocelot Energy Inc.) regroupant ses activités pétrolières.

— OMV (Canada) Ltd. a acheté Page Canada Resources Limited.

— PanCanadian Petroleum Limited a vendu ses actifs pétroliers aux États-Unis.

— Pembina Resources Limited a acheté Peace Pipe Line Ltd.

— Norsk Hydro a vendu sa participation de 10,3% dans Ranger Oil Limited.

— Roan Resources Ltd. a acheté tous les intérêts de Shell Canada Ltd. dans la région de Mayberries en Alberta

Table des matières

Chapitres	Page
Nouveautés et particularités	**5**
Résumé des faits saillants	**13**
1. Rendement financier	**17**
Activité globale: bénéfices nets et ressources d'autofinancement	17
Secteur amont	25
Secteur aval	29
Autres activités au Canada	32
Activités à l'étranger	32
2. Sources et affectations de fonds	**33**
Vue d'ensemble	33
Sources et affectations de fonds (brutes)	34
Ressources d'autofinancement	35
Dépenses en capital	36
Taux de réinvestissement	39
Paiements de dividendes	40
3. Comparaison du rendement: industrie pétrolière et autres industries	**41**
Comparaison des bénéfices nets	41
Dépenses en capital	43
4. Tendances en matière de participation et de contrôle	**45**
5. Activités de recherche et de développement: 1990 et 1991	**47**
Dépenses de R-D internes	47
Dépenses de R-D externes	49
Annexe A Données supplémentaires (Voir la page 11 pour le détail des annexes)	**53**
Annexe B Ensemble des résultats de l'Examen (Voir la page 11 pour le détail des annexes)	**69**
Annexe C Glossaire	**89**
Annexe D Mandat en vertu de la Loi sur la surveillance énergétique	**93**
Annexe E Variations de la rentabilité dans le secteur amont	**99**
Annexe F Coûts futurs d'enlèvement d'une immobilisation et de restauration des lieux	**103**
Annexe G Impact des réductions de valeur selon le critère de limite maximale sur les résultats financiers du secteur amont en 1986 et 1991	**105**
Annexe H Méthodes d'évaluation des stocks dans le secteur aval	**107**
Annexe I Entreprises énergétiques déclarantes	**111**

Tableaux et Graphiques

Tableaux		Page
Tableau 1.1	Aperçu de l'activité globale	17
Tableau 1.2	Bénéfices nets par secteur et par segment	18
Tableau 1.3	Taux de rendement par secteur et par segment	20
Tableau 1.4	Bénéfices nets par groupe de sociétés	24
Tableau 1.5	Rendement financier des activités amont	27
Tableau 1.6	Rendement financier et marges bénéficiaires: produits pétroliers	29
Tableau 1.7	Rendement financier du secteur aval, par sous-secteur	31
Tableau 2.1	Sources et affectations de fonds (nettes)	33
Tableau 2.2	Catégories choisies de sources et d'affectations de fonds	34
Tableau 2.3	Ressources d'autofinancement par secteur et par segment	35
Tableau 2.4	Dépenses en capital	36
Tableau 3.1	Comparaison des bénéfices nets: industrie pétrolière et toutes les autres industries non financières	41
Tableau 3.2	Comparaison des dépenses en capital: industrie pétrolière et toutes les autres industries non financières	43
Tableau 4.1	Participation et contrôle par pays et par secteur	46
Tableau 5.1	Sources de fonds affectés à la R-D interne	47
Tableau 5.2	Dépenses de R-D externes au Canada et à l'étranger	49
Tableau F.1	Coûts futurs d'enlèvement d'une immobilisation et de restauration des lieux	103
Tableau G.1	Rendement financier des activités amont en 1986 et 1991	105
Tableau G.2	Volume et valeur de la production en 1986 et 1991	106
Tableau H.1	Marges brutes de l'industrie pétrolière en utilisant la méthode de l'épuisement successif (FIFO)	107
Tableau H.2	Marges brutes de l'industrie pétrolière en utilisant la méthode de l'épuisement à rebours (LIFO)	108

Graphiques		Page
Graphique 1.1	Taux de rendement: industrie pétrolière	20
Graphique 1.2	Taux de rendement du capital utilisé: secteurs amont et aval	21
Graphique 1.3	Taux d'intérêt: taux préférentiels canadien et américain et taux Libor	22
Graphique 1.4	Comparaison des frais d'intérêt et des bénéfices avant intérêts et impôts	22
Graphique 1.5	Comparaison de la dette à long terme et de l'avoir propre	23
Graphique 1.6	Production et prix du pétrole et du gaz naturel	25
Graphique 1.7	Prix du pétrole brut: West Texas Intermediate (WTI)	26
Graphique 1.8	Taux de change: en dollar canadien par rapport au dollar américain	26
Graphique 1.9	Données sur les bénéfices du secteur amont	27
Graphique 1.10	Produits pétroliers: marges bénéficiaires brutes	30
Graphique 1.11	Taxes fédérales de vente et d'accise sur l'essence ordinaire sans plomb	31
Graphique 2.1	Dépenses du secteur amont au Canada	37
Graphique 2.2	Dépenses d'exploration par emplacement	38
Graphique 2.3	Taux de réinvestissement	39
Graphique 2.4	Comparaison des paiements de dividendes et des bénéfices nets	40
Graphique 3.1	Comparaison des bénéfices nets: industrie pétrolière et toutes les autres industries non financières	41
Graphique 3.2	Taux de rendement du capital utilisé: industrie pétrolière par rapport aux autres industries non financières	42
Graphique 4.1	Participation et contrôle canadiens, recettes du secteur amont	45
Graphique 4.2	Participation et contrôle canadiens, recettes des secteurs amont et aval	46
Graphique 5.1	Dépenses de R-D internes par secteur d'activité	47
Graphique 5.2	Emploi dans la R-D	48
Graphique 5.3	Dépenses de R-D internes	48
Graphique E.1	Taux de rendement du capital utilisé moyen dans le secteur amont, et parts des revenus du secteur	99

Graphiques (suite)

		Page
Graphique E.2	Taux de rendement du capital utilisé moyen en amont en ordre croissant, sociétés intégrées et grands producteurs	100
Graphique E.3	Taux de rendement du capital utilisée moyen en amont en ordre croissant, petits producteurs	101
Graphique E.4	Taux de rendement du capital utilisé moyen en amont	102
Graphique H.1	Prix moyen au détail de l'essence: toutes catégories	109

Annexes

Annexe A Données supplémentaires		Page
A1	Revue de l'année	53
A2	Résumé de l'offre et de la demande de pétrole	54
A3	Résumé de l'offre et de la demande de gaz naturel	54
A4	Prix du gaz naturel canadien	55
A5	Prix du pétrole brut canadien	56
A6	Moyenne des coûts d'acquisition du pétrole brut aux raffineries par région	57
A7	Moyenne des coûts de transport du pétrole brut à partir d'Edmonton	57
A8	Coût d'acquisition et prix des produits au Canada	58
A9	Moyenne des prix nets de certains produits pétroliers importants par catégorie commerciale et par région	59
A10	Prix de certains produits pétroliers importants vendus à des revendeurs privés	60
A11	Volumes des ventes de produits pétroliers: raffineurs et distributeurs	60
A12	Bénéfices nets par secteur d'activité et par segment	61
A13	Taux de rendement: industrie pétrolière canadienne	61
A14	Taux de rendement: industries non financières excluant le pétrole	62
A15	Taux de réinvestissement	62
A16	Dépenses d'exploration brutes au Canada, par région	63
A17	Puits achevés et mètres de forage au Canada	63
A18	Comparaison des frais d'intérêt et des bénéfices avant intérêts et impôts en 1991	64
A19	Paiements de dividendes	64
A20	État des revenus et dépenses	65
A21	Prix moyen au détail de l'essence au Canada	66
A22	Participation et contrôle canadiens par groupe de sociétés et par type d'activité	66
A23	Dépenses de recherche et de développement internes	67

Annexe B Ensemble des résultats de l'Examen		Page
B1	État des revenus et dépenses – Ensemble de l'industrie	69
B2	État des revenus et dépenses – Sociétés intégrées et raffineurs	70
B3	État des revenus et dépenses – Petits producteurs de pétrole et de gaz	71
B4	État des revenus et dépenses – Grands producteurs de pétrole et de gaz	72
B5	État des revenus et dépenses – Total des producteurs de pétrole et de gaz	73
B6	État des revenus et dépenses – Sociétés sous contrôle canadien	74
B7	État des revenus et dépenses – Sociétés sous contrôle étranger	75
B8	Rendement financier par principaux secteurs d'activité - Activité amont	76
B9	Rendement financier par principaux secteurs d'activité - Activité aval	78
B10	Sources et affectations de fonds	79
B11	Dépenses en capital en amont au Canada, par emplacement	80
B12	Dépenses en capital, par activité	81
B13	Bilan	82
B14	Capital utilisé par segment et par secteur d'activité	83
B15	Volume et valeur de la production	84
B16	Frais d'exploitation en amont et redevances	85
B17	États des revenus et des dépenses de 1982 à 1991	86
B18	Sources et affectations de fonds de 1982 à 1991	88

Résumé des faits saillants

Contexte économique

Les effets de la récession sur l'économie canadienne se sont traduits par une réduction du produit national brut (PNB) de 1,5% en 1991 par rapport à 1990, pour se chiffrer à 559 milliards de dollars. La formation de capitaux fixes des entreprises a diminué de 4% pour s'établir à 107 milliards de dollars. Les dépenses personnelles réelles en biens et services de consommation ont diminué de 1,1%, totalisant 335 milliards (en dollars de 1986). Les dépenses d'investissement des gouvernements ont augmenté de 0,2% pour s'établir à 16 milliards de dollars, alors que les dépenses publiques courantes ont augmenté de 2,4%, atteignant 115 milliards de dollars. La valeur des importations a augmenté de 2,5% et celle des exportations de 0,6% par rapport à 1990.

En 1991, la contribution de l'industrie pétrolière à la production industrielle réelle du Canada a progressé jusqu'à 11,2%, une augmentation de 0,7 point de pourcentage par rapport à 1990, tandis que l'industrie a été responsable de 2,7% du produit intérieur brut réel en 1991.

L'indice des prix à la consommation (IPC) a augmenté de 4,7% en 1991, soit moins que les 5,5% de 1990.

En 1991, le taux moyen de chômage est passé à 10,3% par rapport à 8,1% en 1990. L'emploi total au Canada est tombé à12,3 millions, par rapport à 12,6 millions en 1990.

Rendement financier de l'industrie pétrolière

L'activité globale

- Profits : *Les bénéfices nets pour l'ensemble des activités* ont diminué de 4,7 milliards de dollars, passant d'un profit net de 2,3 milliards de dollars en 1990 à une perte nette de 2,4 milliards de dollars en 1991. La baisse des recettes, l'augmentation des sommes radiées suite notamment au critère de limite maximale établi en réaction à une baisse des prix du gaz naturel commercialisable, et les frais de restauration des lieux ont plus qu'annulé la réduction des frais d'intérêt, de l'impôt courant et de l'impôt reporté.

- Les bénéfices nets totaux des sociétés sous contrôle étranger ont diminué de 2,4 milliards de dollars en 1991, enregistrant une perte de 1,2 milliard de dollars par suite de la baisse des bénéfices nets de tous les secteurs. Les bénéfices nets des sociétés sous contrôle canadien ont diminué de 2,2 milliards de dollars, enregistrant une perte de 1,2 milliard de dollars en 1991 du fait que les baisses de l'activité amont et aval et des activités à l'étranger ont plus qu'annulé une petite hausse enregistrée au chapitre des "autres activités au Canada".

- *Le taux de rendement de l'avoir propre des actionnaires* pour l'ensemble de l'industrie canadienne du pétrole a été de –6% en 1991, contre 5,6% en 1990. Le taux de rendement moyen pondéré pour la période de cinq ans prenant fin en 1991 a atteint 3,3%, soit une augmentation par rapport à la moyenne de 3,2% enregistrée pour la période de cinq ans se terminant en 1990. Le rendement du capital utilisé par l'industrie canadienne du pétrole, qui était de 4,8% en 1990, est tombé à –0,8% en 1991.

L'activité amont

Les recettes de l'activité amont ont diminué de 14% (2,8 milliards de dollars) en 1991, pour se retrouver à18,1 milliards de dollars, principalement à cause de la baisse des prix du pétrole brut et du gaz naturel commercialisable. Les bénéfices nets de l'activité amont ont diminué de 2,9 milliards de dollars, d'un profit de 1,7 milliard de dollars en 1990 à une perte de 1,2 milliard de dollars en 1991. Cette diminution est attribuable à une baisse des recettes de 2,8 milliards de dollars, combinée à une augmentation de 1,9 milliard de dollars des charges non monétaires (en grande partie les réductions de valeur selon le critère de limite maximale) et une augmentation des frais d'exploitation, qui ont plus qu'annulé la réduction des redevances et des impôts courants et reportés. Les ressources d'autofinancement ont diminué de 24% pour se situer à 6,2 milliards de dollars.

L'activité aval

Les recettes totales des ventes de l'activité aval ont diminué de 12% pour s'établir à 29 milliards de dollars par suite de la baisse de la demande globale et du remplacement de la taxe de vente fédérale (TVF) par la taxe sur les produits et services (TPS). La TPS est exclue des recettes des sociétés conformément aux principes comptables généralement reconnus. L'ancienne TVF était incluse

dans les recettes aussi bien que dans les dépenses des sociétés. Les bénéfices nets ont diminué de 1,1 milliard de dollars, passant d'un profit de 505 millions de dollars en 1990 à une perte de 600 millions de dollars en 1991, en raison de l'effet combiné de la faiblesse du secteur des produits pétroliers et de celui de la pétrochimie.

• *Les bénéfices nets du secteur des produits pétroliers* ont diminué de 870 millions de dollars, passant de profits de 240 millions de dollars en 1990 à des pertes de 635 millions de dollars en 1991, ce qui a fait passer à –2,8% le rendement du capital utilisé qui était de 3,2% en 1990. Les ressources d'autofinancement ont diminué de 26%, se situant à 650 millions de dollars en 1991.

Sources et affectation de fonds

Ressources d'autofinancement

• *Les ressources d'autofinancement de l'ensemble des activités* ont diminué de 22% pour se situer à 7,6 milliards de dollars en 1991, en raison de la baisse des recettes des activités amont et aval qui ont plus qu'annulé les diminutions des redevances, des frais d'intérêt et de l'impôt sur le revenu courant. Cette diminution des ressources d'autofinancement a touché tous les secteurs de l'industrie, à l'exception des «autres activités au Canada».

Sources externes nettes

• *Le montant provenant de sources externes nettes*, qui était de 540 millions de dollars en 1990, est passé à 2,8 milliards de dollars en 1991. La nouvelle dette à long terme a été de 1,7 milliard de dollars supérieure à la valeur des remboursements, contre des remboursements nets de 470 millions de dollars en 1990. Les nouvelles émissions d'actions, nettes des rachats, se sont élevées à 1,1 milliard de dollars en 1991, par rapport à un nouvel avoir propre de 1 milliard de dollars en 1990.

Affectations discrétionnaires

• *En 1991, les dépenses en capital nettes de l'industrie* ont augmenté de 9% pour atteindre 9,5 milliards de dollars. Les paiements de dividendes ont diminué de 19%, passant de 1,7 milliard de dollars à 1,4 milliard de dollars. En 1990 et 1991, la vente d'actifs apparaît dans la valeur plus élevée enregistrée au poste «toutes autres sources» par rapport au poste «toutes autres affectations». Le fonds de roulement, qui avait enregistré une diminution nette de 40 millions de dollars en 1990, a connu une augmentation nette de 5 millions de dollars en 1991.

Dépenses en capital

• *En 1991, le total des dépenses en capital* a augmenté de 10% pour se chiffrer à 9,7 milliards de dollars, les dépenses intérieures enregistrant une augmentation de 9% pour atteindre 8,9 milliards de dollars et les dépenses à l'étranger, une hausse de 24% pour se situer à 810 millions de dollars. Les dépenses en amont, qui représentaient 76% du total, ont augmenté de 12% pour s'établir à 7,4 milliards de dollars en 1991.

- *Les dépenses d'exploration au Canada* ont connu une baisse de 14% en 1991 pour s'établir à 2,3 milliards de dollars, enregistrant une diminution de 13% dans les provinces et de 15% sur les Terres du Canada. Les dépenses sur les Terres du Canada représentaient 7% du total en 1991, soit la même proportion qu'en 1990. Les dépenses réalisées par les sociétés sous contrôle étranger ont été de 12% moindres en 1991 qu'en 1990, alors que les dépenses des sociétés sous contrôle canadien ont diminué de 15%.

- *Les dépenses du secteur aval* ont progressé de 16% par rapport à 1990, pour se chiffrer à 1,3 milliard de dollars en 1991. La diminution des dépenses au titre des raffineries a été plus que compensée par l'augmentation des dépenses dans les usines pétrochimiques et les points de vente.

Taux de réinvestissement

- *En 1991, les dépenses nettes totales en capital* ont représenté 126% des ressources d'autofinancement de l'industrie pétrolière, ce qui représente une augmentation par rapport au pourcentage enregistré en 1990 (90%). Les dépenses en capital du secteur amont ont représenté 116% des ressources d'autofinancement, soit une augmentation de 36 points de pourcentage par rapport à 1990.

Dividendes

- *Les paiements de dividendes* ont diminué de 19% en 1991, pour s'établir à 1,4 milliard de dollars. Les dividendes des sociétés sous contrôle canadien ont diminué de 21% pour se chiffrer à 515 millions de dollars, tandis que ceux des sociétés sous contrôle étranger ont diminué de 18% pour s'établir à 840 millions de dollars.

Rendement comparatif : Industrie du pétrole et autres industries

Bénéfices nets

- Selon les données de Statistique Canada, les bénéfices nets tirés des activités de l'industrie du pétrole au Canada, à l'exclusion des bénéfices des sociétés d'État, ont diminué de 3,6 milliards de dollars, passant d'un profit de 2,7 milliards de dollars en 1990 à une perte de 900 millions de dollars en 1991, alors que l'ensemble des autres industries non financières a enregistré une diminution de 86% pour se situer à 2,1 milliards de dollars.

Dépenses en capital

- Les dépenses en capital de l'industrie du pétrole au Canada ont augmenté de 10% en 1991 par rapport à 1991. Les dépenses en capital des industries non financières, à l'exclusion de l'industrie du pétrole, ont diminué de 9% de sorte que les dépenses de l'industrie du pétrole représentaient 16% des dépenses en capital de l'ensemble des industries non financières, soit 2 points de pourcentage de plus qu'en 1990.

Tendances en matière de participation et de contrôle

- En se fiant aux recettes de l'activité amont, la participation canadienne est passée de 44% en 1990 à 45,2% en 1991, et le contrôle canadien, de 40,9% à 42,8%. Ces augmentations sont attribuables à l'achat par des résidents canadiens d'actions détenues antérieurement par des non-résidents et à l'achat de biens de production par des sociétés sous contrôle canadien auprès de sociétés sous contrôle étranger. La part canadienne de la somme des recettes tirées de l'activité amont et de l'activité aval s'est située à 45,5% en 1991 (soit une diminution de 0,2%), tandis que le contrôle canadien s'est retrouvé à 38% (soit une diminution de 0,1%).

Activités de recherche et développement

- *Les dépenses de R-D internes* ont diminué de 5% pour s'établir à 176 millions de dollars en 1991. Les recherches contractuelles effectuées par d'autres représentaient 160 millions de dollars, soit une augmentation de 29% par rapport à 1990.

1

Rendement financier

Activité globale : bénéfices nets et ressources d'autofinancement

En 1991, les recettes de l'industrie du pétrole ont diminué de 12% par rapport à 1990, pour se situer à 51,3 milliards de dollars. Alors que les recettes des activités amont ont diminué de 14% en raison d'une diminution des prix du pétrole brut et du gaz naturel commercialisable, ceux du secteur aval ont diminué de 12% par suite du fléchissement de la demande et du remplacement de la taxe de vente fédérale (TVF) par la taxe sur les produits et services (TPS). Alors que la TVF était incluse dans les recettes et dans les dépenses des sociétés, la TPS en est exclue conformément aux principes comptables généralement reconnus. Cela explique le manque de continuité observé dans les niveaux des recettes en aval lorsque l'on compare les deux années.

Les bénéfices nets tirés de l'activité globale ont diminué de 4,7 milliards de dollars, passant d'un profit de 2,3 milliards de dollars en 1990 à une perte de 2,4 milliards de dollars en 1991. Tous les secteurs de l'industrie ont enregistré des profits moindres. Les bénéfices nets de l'activité amont ont diminué de 2,9 milliards de dollars, passant d'un profit de 1,7 milliard de dollars à une perte de 1,2 milliard de dollars, en grande partie à cause des réductions de valeur selon le critère de limite maximale établi en réaction à une baisse des prix du gaz naturel commercialisable par des entreprises qui emploient la méthode de la capitalisation du coût entier. Les bénéfices nets ont aussi subi l'influence des frais futurs d'enlèvement d'une immobilisation et de restauration des lieux.

Les bénéfices net du secteur aval ont diminué de 1,1 milliard de dollars, passant d'un profit de 505 millions de dollars en 1990 à une perte de 600 millions de dollars en 1991, par suite de la baisse de 870 millions de dollars des bénéfices nets enregistrée dans le secteur des produits pétroliers et de la baisse de 230 millions de dollars enregistrée dans le secteur pétrochimique (annexe B9).

Les gains sur la vente d'actifs en 1990 ont réduit à 115 millions de dollars la perte nette des «autres activités au Canada» pour cette période. Par contre, des sommes radiées résultant de la vente d'actifs en 1991 ont accru les pertes qui se sont montées à 460 millions de dollars. Les bénéfices

Tableau 1.1
Aperçu de l'activité globale[a]
en milliards de dollars

	1990	1991	Variation	Variation %
Recettes totales	**58,1**	**51,3**	**-6,8**	**-12**
moins:				
Frais d'exploitation	13,5	13,4	-0,1	-1
Frais d'intérêt	2,5	2,1	-0,4	-14
Taxes et redevances (sans l'impôt sur le revenu)	8,6	6,0	-2,6	-30
Autres dépenses de trésorerie	22,3	21,7	-0,6	-3
Impôts sur le revenu				
fédéral[b]	1,3	0,5	-0,8	-65
provinciaux	0,3	—	-0,3	-99
Ressources d'autofinancement	**9,7**	**7,6**	**-2,1**	**-22**
moins:				
Réduction de la valeur de l'actif[c]	7,3	10,5	3,2	43
Impôts reportés	0,1	-0,6	-0,7	—
Bénéfices net avants éléments inhabituels	2,3	-2,3	-4,6	—
Postes extraordinaires	—	—	—	—
Bénéfices nets	**2,3**	**-2,4**	**-4,7**	**—**

(a) Les chiffres ayant été arrondis, le total peut ne pas être exact. Pour une ventilation détaillée par secteur d'activité, voir l'annexe B1.
(b) Comprend l'impôt sur les grandes sociétés.
(c) La rubrique "réduction de la valeur de l'actif" comprend les frais non monétaires et les dépenses d'exploration et de mise en valeur imputées aux activités courantes.

des activités à l'étranger ont diminué de 215 millions de dollars, passant d'une profit de 155 millions de dollars en 1990 à une perte de 60 millions de dollars en 1991, en grande partie à cause des sommes radiées.

Les ressources d'autofinancement de l'ensemble des activités ont diminué de 22% (2,1 milliards de dollars) pour se fixer à 7,6 milliards de dollars. La diminution des ressources d'autofinancement a été causée par une diminution des recettes totales de 6,8 milliards de dollars (12%). Cette diminution a plus qu'anihilé une diminution du coût des matières premières de 3% et une diminution des frais d'exploitation de 1%. Il y a toutefois eu des diminutions plus importantes d'autres coûts, comme les frais d'intérêt (diminution de 14%) et les taxes fédérales de vente et d'accise (diminution de 37%). L'impôt sur le revenu courant a diminué de 71% pour se situer à 460 millions de dollars en 1991.

Bénéfices nets par secteur

En 1991, les bénéfices nets de l'industrie pétrolière ont diminué de 4,7 milliards de dollars, passant de profits de 2,3 milliards de dollars en 1990 à des pertes de 2,4 milliards de dollars. Les bénéfices nets des sociétés sous contrôle canadien ont baissé de 2,3 milliards de dollars, pour se solder par des pertes de 1,2 milliard de dollars, alors que ceux des sociétés sous contrôle étranger baissaient de 2,4 milliards de dollars, pour se solder par des pertes de 1,2 milliard de dollars.

La diminution des bénéfices nets des *sociétés sous contrôle canadien* au chapitre des activités amont, aval et à l'étranger a plus que compensé une légère amélioration des «autres activités au Canada». Tous les secteurs d'activité ont déclaré des pertes nettes en 1991. La médiocrité des résultats est attribuable en partie à une baisse des recettes, causée par une diminution des prix du pétrole brut et du gaz naturel commercialisable et par une diminution de la demande de produits pétroliers. En outre, la baisse des prix du gaz naturel commercialisable, a entraîné une augmentation des sommes radiées selon le critère de limite maximale,(1) utilisé par les sociétés qui emploient la méthode de la capitalisation du coût entier. Ces sommes radiées, combinées aux frais de restauration des lieux et aux réductions de valeur des éléments d'actif dans le secteur des produits pétroliers, ont donné lieu à une augmentation des charges non

(1) Selon les principes comptables généralement reconnus au Canada, les sociétés qui emploient la méthode de la capitalisation du coût entier comparent les coûts capitalisés au niveau de la société aux produits d'exploitations nets futurs, prévus au moyen des prix à la fin de l'exercice. Tout manque à gagner par rapport aux éléments d'actif sous-jacents capitalisés doit être radié.

Tableau 1.2
Bénéfices nets par secteur et par segment
en milliards de dollars

	1990	1991	Variation	%
Sociétés sous contrôle canadien				
Amont	0,8	–0,6	–1,4	—
Aval	0,3	–0,5	–0,8	—
Autres [a]	—	–0,1	–0,1	—
Total des sociétés sous contrôle canadien	**1,0**	**–1,2**	**–2,2**	**—**
Sociétés sous contrôle étranger				
Amont	0,9	–0,7	–1,6	—
Aval	0,2	–0,1	–0,3	—
Autres [a]	0,1	–0,4	–0,5	—
Total des sociétés sous contrôle étranger	**1,2**	**–1,2**	**–2,4**	**—**
Total de l'industrie	**2,3**	**–2,4**	**–4,7**	**—**

(a) Comprend les bénéfices nets des activités à l'étranger et des "Autres activités au Canada". Pour plus de détails, voir les annexes A12, B6 et B7.

monétaires de 1,7 milliard de dollars. Ces facteurs, combinés à une hausse des frais d'exploitation et à une faible baisse du coût des matières premières (coût des marchandises vendues), ont plus qu'annulé la réduction des taxes fédérales de vente et d'accise[1], des frais d'intérêt et de l'impôt sur le revenu courant et reporté. Les ressources d'autofinancement de ce segment ont diminué de 24% de 1990 à1991 pour s'établir à 3,3 milliards de dollars (annexe B6).

Les sociétés sous contrôle étranger ont enregistré une baisse des bénéfices nets qui a affecté tous les secteurs d'activité. L'effet de la diminution des recettes totales et de l'augmentation des charges non monétaires a plus qu'annulé la baisse de l'impôt courant et de l'impôt reporté, la suppression de la TVF et la baisse des frais d'intérêt. Par ailleurs, par rapport à la diminution des recettes, les réductions beaucoup plus faibles du coût des matières premières et des frais d'exploitation ont réduit les bénéfices nets.

L'augmentation de 1,4 milliard de dollars des charges non monétaires est attribuable à un certain nombre de facteurs. Les sociétés sous contrôle étranger ont déclaré des réductions de valeur suite à la vente d'éléments d'actif complémentaires, à des frais de restauration des lieux et à des réductions de valeur selon le critère de limite maximale en 1991. Par contre, un certain nombre de sociétés ont déclaré des gains sur la vente d'éléments d'actif comme des sommes radiées négatives en 1990, pour ainsi réduire les charges non monétaires à des niveaux particulièrement faibles (annexe B7).

(1) La diminution est attribuable à l'abolition de la taxe de vente fédérale (TVF) et à son remplacement par la taxe sur les produits et services (TPS). Tandis que la TVF était comprise dans les recettes et les dépenses de l'industrie, la TPS ne l'est pas.

Taux de rendement

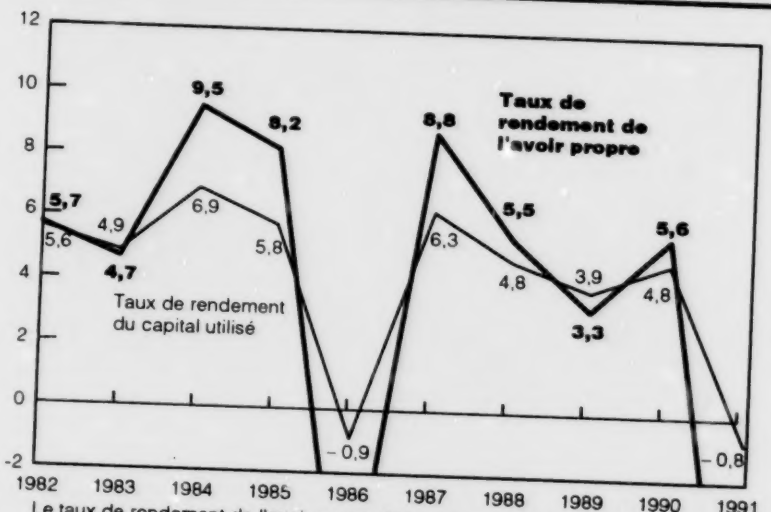
Rendement de l'avoir propre

Le taux de rendement de l'avoir propre des actionnaires de l'ensemble de l'industrie canadienne du pétrole a été de -6% en 1991 par rapport à 5,6% en 1990. Cette baisse de rentabilité est attribuable à la diminution des recettes et à l'augmentation des frais d'exploitation et des charges non monétaires. Toutefois, le taux de rendement moyen de l'avoir propre de l'industrie pour la période de cinq ans se terminant en 1991 a progressé à 3,3%, contre une moyenne de 3,2% pour la période se terminant en 1990 (annexe A13). La moyenne de cinq ans se terminant en 1990 comprend les résultats de 1986, qui ont été encore plus faibles que ceux de 1991.

Avec une perte de 1,2 milliard de dollars en 1991, les *sociétés sous contrôle canadien* ont enregistré un rendement de l'avoir propre de -6,1%.

Les sociétés sous contrôle étranger, qui elles aussi ont subi une perte de 1,2 milliard de dollars, ont eu un rendement de l'avoir propre de -6% en 1991.

Graphique 1.1
Taux de rendement: Industrie pétrolière
en pourcentage



Le taux de rendement de l'avoir propre descend jusqu'à – 7,6 en 1986 et à – 6,0 en 1991.

Tableau 1.3
Taux de rendement: par secteur et par segment
en pourcentage

	Sociétés sous contrôle canadien		Sociétés sous contrôle étranger		Total de l'industrie	
	1990	1991	1990	1991	1990	1991
Rendement de l'avoir propre						
Activité globale	5,4	–6,1	5,7	–6,0	5,6	–6,0
Rendement du capital utilisé						
Activité globale	5,3	–0,9	4,5	–0,8	4,8	–0,8
Activités au Canada	5,4	–0,7	4,4	–0,9	4,8	–0,8
Activités amont	5,1	–0,3	4,2	–0,9	4,6	–0,6
Activités aval [a]	5,0	–7,1	2,1	—	3,2	–2,8

(a) Dans ce tableau, les activités aval ne désignent que les activités relatives aux produits pétroliers, c.-à-d. qu'elles excluent les activités liées aux produits pétrochimiques et les autres activités aval.

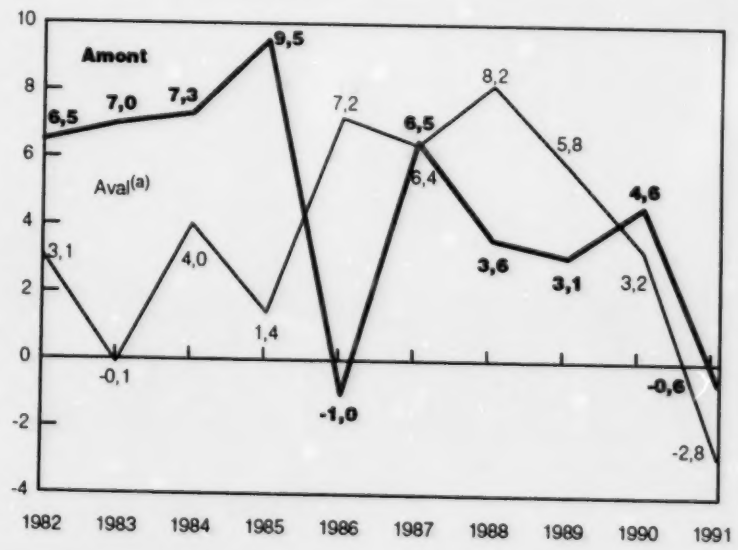
Rendement du capital utilisé

Le taux de rendement du capital utilisé par l'industrie canadienne du pétrole est passé de 4,8% en 1990 à -0,8% en 1991. Ce taux de rendement a été de 3,8% durant la période de cinq ans prenant fin en 1991, inchangé par rapport au taux pour la période se terminant en 1990. Le rendement du capital utilisé en 1986 n'a été que légèrement inférieur à celui de 1991, ce qui explique qu'il n'y ait eu aucun changement entre les deux périodes de cinq ans. Le rendement du capital utilisé dans le secteur amont était de –0,6% par rapport à 4,6% en 1990, et celui du capital utilisé dans le secteur aval, de –2,8% en 1991 par rapport à 3,2% en 1990.

En 1991, les sociétés sous contrôle étranger ont obtenu un taux de rendement de -0,8% sur le capital utilisé dans l'ensemble de leurs activités, par rapport à 4,5% en 1990. Le taux de rendement du capital utilisé dans le secteur amont a glissé de 4,2% à -0,9% en 1991, et celui du capital utilisé dans le secteur aval de 2,1% en 1990 à zéro en 1991.

Le taux de rendement du capital utilisé par les sociétés sous contrôle canadien, qui était de 5,3% en 1990, est tombé à –0,9% en 1991. Le taux de rendement du capital utilisé dans le secteur amont a été de -0,3% en 1991 contre 5,1% en 1990. Le taux de rendement du secteur aval est passé de 5% en 1990 à –7,1% en 1991.

Graphique 1.2
Taux de rendement du capital utilisé: secteurs amont et aval
en pourcentage



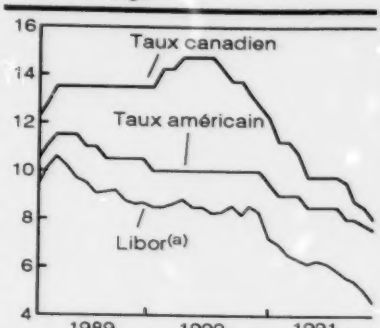
(a) Représente les activités relatives aux produits pétroliers.

Taux de couverture de l'intérêt[1]

Les bénéfices avant impôts et intérêts ont été de -290 millions de dollars en 1991, contre 6,5 milliards de dollars en 1990. En 1991, il a été impossible de couvrir les frais d'intérêt au moyen des bénéfices nets avant impôts et intérêts, contre un taux de couverture de 2,5 fois en 1990. Cette détérioration de la couverture des frais d'intérêt a été entraîné par la diminution de 6,8 milliards de dollars des bénéfices avant impôts et intérêts de l'industrie, diminution qui n'a été que partiellement compensée par une diminution de 13% (350 millions de dollars) des frais d'intérêt globaux. La réduction des taux d'intérêt au Canada et àl'étranger en 1991 a entraîné une diminution des frais d'intérêt, malgré des augmentations de la dette à long terme en 1991.

(1) La présente analyse des frais d'intérêt porte sur l'ensemble de l'activité de l'industrie, étant donné qu'il n'existe ni uniformité ne cohérence dans la façon dont les sociétés répartissent les frais d'intérêt entre les différents secteurs, c'est-à-dire entre les activités amont, aval et les "autres activités au Canada" et à l'étranger.

Graphique 1.3
Taux d'intérêt: taux préférentiels canadien et américain et taux Libor
en pourcentage

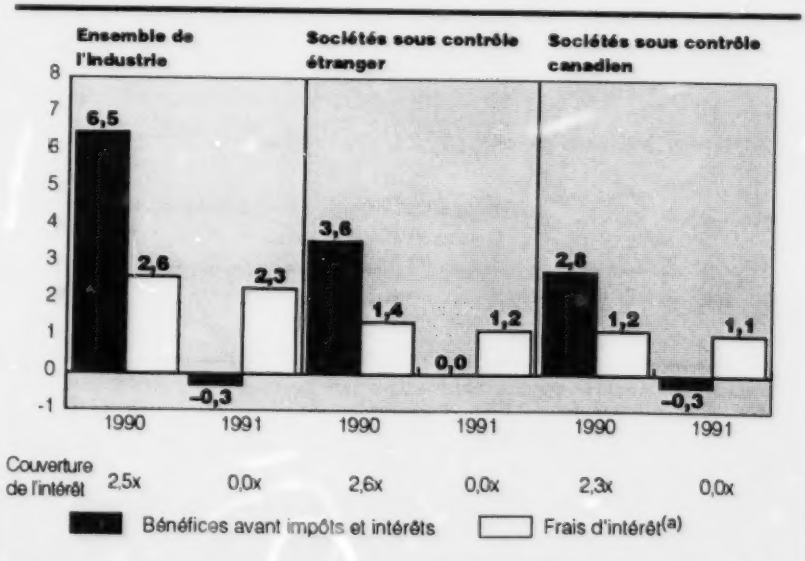


	1989	1990	1991
Taux can. moyen	13,33	14,06	9,94
Taux amér. moyen	10,88	10,00	8,38
Taux Libor moyen	9,41	8,46	6,02

Source: Banque du Canada

(a) Le taux Libor (London Inter-Bank Offer Rate est défini comme le taux offert à Londres à des banques internationales de premier ordre.

Graphique 1.4
Comparaison des frais d'intérêt et des bénéfices avant intérêts et impôts
en milliards de dollars



(a) Les frais d'intérêt du graphique comprennent les montants à la fois capitalisés et imputés à la période en cours. Voir l'annexe A18 pour plus de détails.

Les bénéfices avant impôts et intérêts pour les sociétés sous contrôle canadien ont été de -305 millions de dollars en 1991, soit une baisse de 3,1 milliards de dollars par rapport au montant de 2,8 milliards de dollars enregistré en 1990. Les frais d'intérêt ont baissé de 14%, pour se situer à 1,1 milliard de dollars, en raison essentiellement du remboursement d'une partie de la dette à long terme à la suite de la vente d'actifs, ainsi que de la baisse des taux d'intérêt au Canada et à l'étranger. Toutefois, en grande partie à cause de la radiation d'éléments d'actif et de la baisse des prix, les bénéfices avant impôts et intérêts ont été insuffisants pour couvrir quelque intérêt que ce soit en 1991, contre un taux de couverture de l'intérêt de 2,3 fois pour ce segment en 1990.

Dans le cas des sociétés sous contrôle étranger, la couverture de l'intérêt, qui était de 2,6 fois en 1990, est aussi tombée à zéro en 1991, du fait que les bénéfices avant impôts et intérêts ont diminué de 3,6 milliards de dollars. Les frais d'intérêt ont diminué de 13% à cause de la baisse des taux d'intérêt.

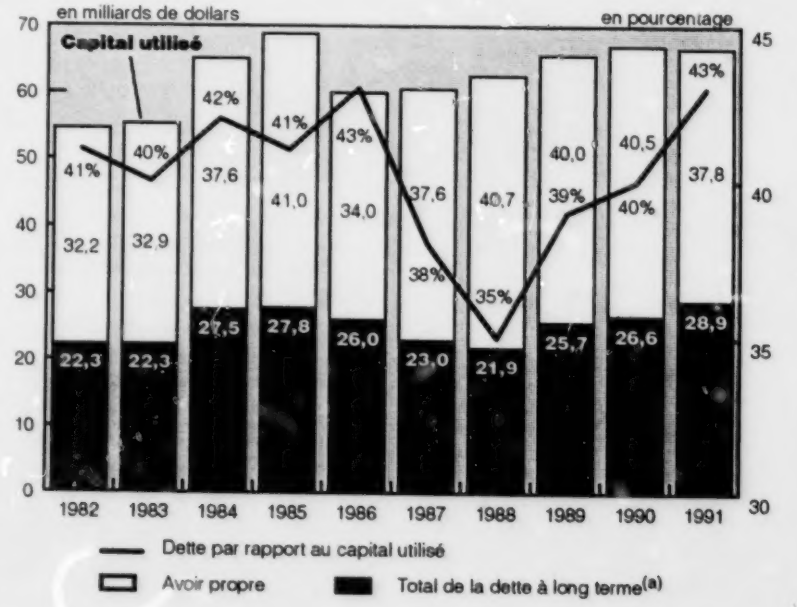
Capital utilisé

En pourcentage du capital utilisé, la dette à long terme s'élevait à 43% en 1991, soit une augmentation par rapport au niveau de 40% enregistré à la fin de 1990. Ce changement résulte d'une augmentation de la dette à long terme combinée à une diminution de l'avoir propre (annexe B13).

L'augmentation de la dette à long terme en 1991 est partiellement attribuable à une société qui s'est servi d'une ligne de crédit et a investi ses capitaux dans des instruments financiers à court terme. En outre, il y a eu augmentation de la dette à long terme par suite de réorganisations financières et opérationnelles. Enfin, la dette à long terme a été accrue pour financer de grands projets d'immobilisations. D'autres éléments du passif à long terme, inclus dans la dette à long terme, ont augmenté à cause de provisions pour frais futurs d'enlèvement d'une immobilisation et de restauration des lieux.

L'avoir propre des actionnaires a diminué par suite du rachat d'actions

Graphique 1.5
Comparaison de la dette à long terme et de l'avoir propre



(a) Comprend les autres passifs à long terme.

privilégiées et de la diminution des bénéfices non répartis. Cette dernière fait suite à la perte enregistrée par l'industrie en 1991.

Bénéfices nets par groupe de sociétés

Sociétés intégrées et raffineurs

Les 16 sociétés regroupées dans la catégorie des «sociétés intégrées et raffineurs» sont à l'origine de la presque totalité des recettes du secteur aval et de 30 % de celles du secteur amont. Au chapitre des bénéfices nets, ce groupe a enregistré une perte de 925 millions de dollars en 1991, par rapport au profit de 1,2 milliard de dollars enregistré en 1990, soit une diminution de 2,1 milliards de dollars.

Bien que la diminution des profits ait touché toutes les activités de l'industrie, elle s'est particulièrement fait sentir dans les secteurs amont et aval, et dans les «autres activités au Canada». Les bénéfices du secteur amont ont diminué à la suite de la baisse des prix du pétrole brut et du gaz commercialisable, tandis que les bénéfices du secteur aval ont diminué à cause de la baisse de la demande des produits pétroliers, des réductions de la valeur des raffineries et d'une diminution relativement faible du coût des biens vendus (qui comprend les frais d'entretien et d'exploitation des raffineries). La diminution des bénéfices des "autres activités au Canada" est attribuable à une combinaison de gains enregistrés dans la vente d'éléments d'actif en 1990, tandis qu'il y a eu des sommes radiées en 1991. Les frais d'intérêt ont diminué à cause d'une baisse des taux d'intérêt (annexe B2).

Au cours des années, les sociétés intégrées de ce secteur, ayant à la fois des activités amont et aval, ont contracté une dette considérable pour des prises de contrôle et pour des dépenses en capital. Les frais d'intérêt connexes ont été alloués aux «autres activités au Canada», ce qui a fait baisser les profits pour ce secteur de l'industrie. Si les frais d'intérêt avaient été répartis plus uniformément entre les secteurs de l'industrie, et non comme charges de société, les bénéfices nets des activités amont et aval auraient été moindres.

Les ressources d'autofinancement totales pour ce groupe de sociétés ont diminué de 27% (905 millions de dollars) en 1991 par rapport à 1990, s'établissant à 2,4 milliards de dollars.

Producteurs de pétrole et de gaz

Les 138 producteurs de pétrole et de gaz exercent leur activité presque exclusivement dans le secteur amont. Leurs bénéfices nets ont diminué de 2,4 milliards de dollars, soit des pertes de 1,4 milliard de dollars en 1991, par rapport à des profits de un milliard de dollars en 1990. La diminution des bénéfices nets du secteur amont, des activités à l'étranger et des "autres

Tableau 1.4
Bénéfices nets par groupe de sociétés
en milliards de dollars

	1990	1991	Variation	
				%
Sociétés intégrées et raffineurs				
Amont	1,0	0,1	-0,9	-89
Aval	0,5	-0,6	-1,1	—
Autres [a]	-0,2	-0,4	-0,2	—
Total des sociétés intégrées et raffineurs	**1,2**	**-0,9**	**-2,1**	**—**
Producteurs de pétrole et de gaz				
Amont	0,8	-1,3	-2,1	—
Aval	—	—	—	79
Autres [a]	0,3	-0,1	-0,4	—
Total des producteurs	**1,0**	**-1,4**	**-2,4**	**—**
Total de l'industrie	**2,3**	**-2,4**	**-4,7**	**—**

(a) La sous-division "Autres" comprend les bénéfices nets provenant des activités à l'étranger et des "Autres activités au Canada". Pour plus de détails, voir les annexes B2 et B5.

activités au Canada" a plus qu'annulé les augmentations enregistrées dans le secteur aval, secteur moins important pour ce groupe de sociétés.

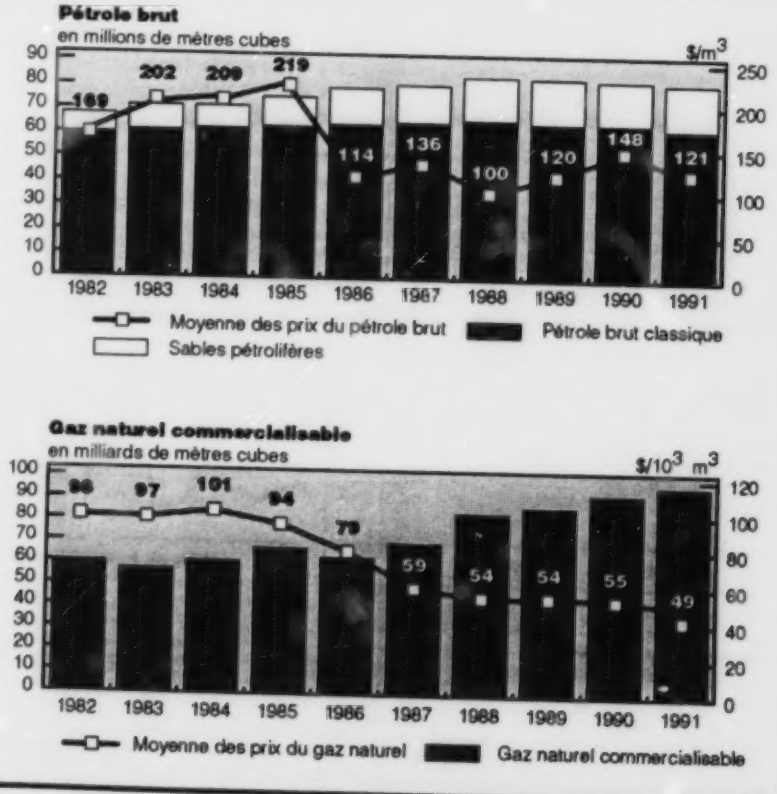
La diminution des bénéfices nets du groupe est attribuable à une baisse des recettes et à une augmentation des frais d'exploitation et des charges non monétaires. Cette dernière augmentation s'explique par d'importantes réductions de valeur selon le critère de limite maximale, réalisées principalement par des petits producteurs et des sociétés sous contrôle canadien qui emploient la méthode de la capitalisation du coût entier. Les frais non monétaires des producteurs de pétrole et de gaz ont augmenté de 1,8 milliard de dollars, principalement à cause de l'impact du critère de limite maximale. Les ressources d'autofinancement ont diminué de 20% (1,3 milliard de dollars) de 1990 à 1991 pour s'établir à 5,1 milliards de dollars (annexes B3 à B5).

Secteur amont

En 1991, les recettes de l'activité du secteur amont ont augmenté de 14% (2,8 milliards de dollars), pour s'établir à 18,1 milliards de dollars. La baisse de 1% de la production de pétrole brut combinée à la baisse des prix obtenus pour le pétrole brut en 1991 a entraîné une diminution de 2,4 milliards de dollars des recettes tirées du pétrole brut[1] (annexe B15). Le début de la guerre du Golfe a vu les prix du pétrole

(1) Les prix du pétrole brut obtenus par les producteurs canadiens reflètent l'effet contradictoire de la baisse des prix internationaux et de la remontée du dollar canadien par rapport au dollar américain. Les prix internationaux du pétrole étant habituellement donnés en dollars américains, lorsque le dollar canadien remonte, la valeur en dollars canadien des prix diminue. La diminution du prix international du pétrole (graphique 1.7) et l'augmentation de la valeur du dollar canadien (graphique 1.6) ont eu un effet particulièrement négatif sur le niveau des prix obtenus par les producteurs canadiens.

Graphique 1.6
Production et prix du pétrole et du gaz naturel



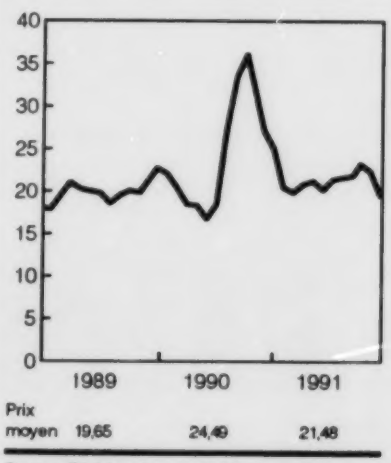
brut chuter d'environ le tiers par rapport à leurs niveaux exceptionnellement élevés dans les cinq mois précédents. Par ailleurs, l'écart de prix entre le brut léger et le brut lourd s'est accru.

Une baisse de la production de pétrole brut classique dans les catégories léger et moyen a été presque annulée par l'augmentation de la production de pétrole lourd et de sables pétrolifères. L'augmentation de 4% de la production de gaz naturel commercialisable a été plus qu'annulée par une chute des prix, entraînant une diminution de 370 millions de dollars des recettes tirées du gaz naturel. La chute des prix du gaz naturel reflète le maintien d'une offre excédentaire sur les grands marchés. Par ailleurs, la baisse de la production et des prix des liquides de gaz naturel ont entraîné une diminution des recettes de 200 millions de dollars. Les recettes tirées du soufre n'ont pas changé de 1990 à 1991. Une augmentation de près de 200 millions de dollars des "recettes hors vente" a résulté des opérations de couverture de l'industrie du pétrole brut au premier semestre de 1991.

En 1991, le prix de vente moyen du pétrole brut (y compris la production des sables pétrolifères) a été inférieur de 18% au prix enregistré en 1990, soit 121 $ le m3 (19,17 $ le baril) contre 148 $ le m3 (23,52 $ le baril). Durant la même période, les prix du gaz naturel ont baissé de 11% par rapport à 1990, pour s'établir à un prix moyen de 48,58 $ le millier de m3 (1,38 $ le millier de pieds cubes) (annexes A4 et A5). En 1991, le prix du gaz naturel commercialisable a été le plus bas qui ait été enregistré depuis plus de dix ans.

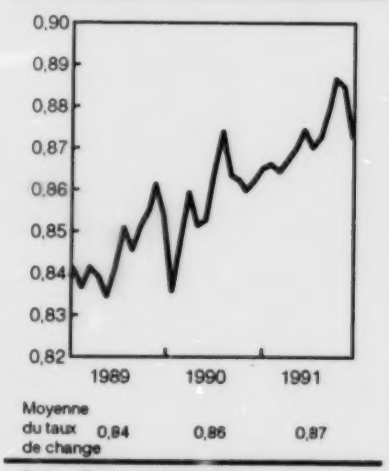
En 1991, les bénéfices nets de l'activité amont ont diminué de 2,9 milliards de dollars, chutant d'un profit de 1,7 milliard de dollars en 1990 à une perte de 1,2 milliard de dollars en 1991. Cette diminution est le résultat de la baisse de 2,8 milliards de dollars des recettes, combinée à des augmentations de 1,9 milliard de dollars des charges non monétaires (en grande partie les réductions de valeur selon le critère de limite maximale et autres sommes radiées) et de 245 millions de dollars des frais d'exploitation, qui ont plus qu'annulé la diminution des redevances (580 millions de dollars), de l'impôt sur le revenu courant (420 millions de dollars) et de l'impôt sur le revenu reporté (855 millions de dollars).

Graphique 1.7
Prix du pétrole brut: West Texas Intermediate (WTI)
in $US/b



Source: Division des approvisionnements internationaux en pétrole, ÉMR

Graphique 1.8
Taux de change: en dollar canadien par rapport au dollar américain



Source: Banque du Canada

De 1990 à 1991, les ressources d'autofinancement du secteur amont ont diminué de 24% (1,9 milliard de dollars) pour s'établir à 6,2 milliards de dollars (annexes B1 à B8).

Les bénéfices nets du secteur amont des sociétés sous contrôle canadien ont diminué de 1,4 milliard de dollars, glissant d'un profit de 800 millions de dollars en 1990 à une perte de

Graphique 1.9
Données sur les bénéfices du secteur amont
en milliards de dollars

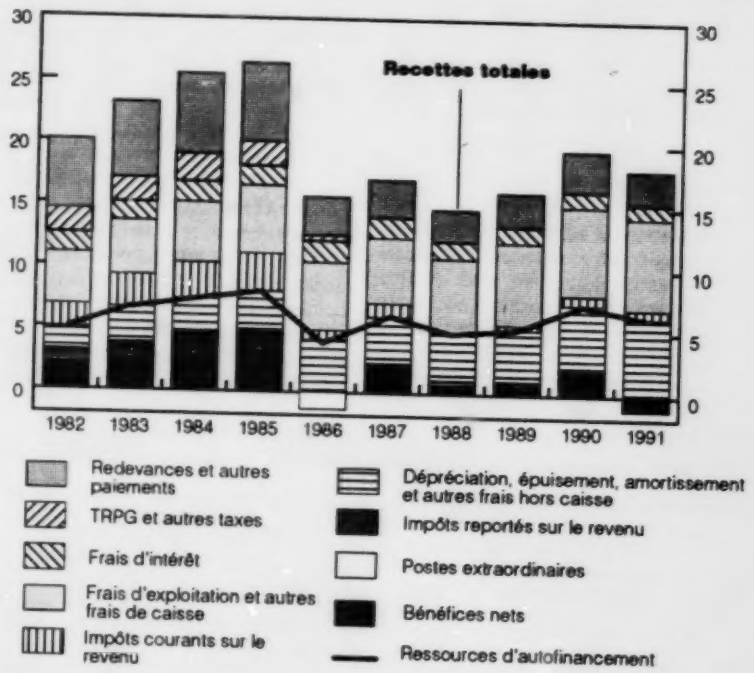


Tableau 1.5
Rendement financier des activités amont
en milliards de dollars

	1990	1991	Variation	
				%
Recettes totales	**20,9**	**18,1**	**-2,8**	**-14**
moins:				
Frais d'exploitation	7,0	7,2	0,2	4
Frais d'intérêt	1,3	1,2	-0,1	-10
Redevances, taxes	3,3	2,7	-0,6	-18
Autres dépenses	6,0	7,9	1,9	32
Revenus avant impôts	**3,4**	**-0,9**	**-4,3**	**—**
Impôts courants	1,1	0,7	-0,4	-37
Impôts reportés	0,5	-0,3	-0,8	—
Bénéfices net avant éléments inhabituels	1,7	-1,3	-3	—
Postes extraordinaires	—	—	—	—
Bénéfices nets	**1,7**	**-1,2**	**-2,9**	**—**

580 millions de dollars en 1991. Une baisse des recettes de 845 millions de dollars, combinée à des augmentations des charges non monétaires de 975 millions de dollars et des frais d'exploitation de 205 millions de dollars, ont plus qu'annulé la baisse des redevances (170 millions de dollars), de l'impôt sur le revenu reporté (345 millions de dollars) et de l'impôt sur le revenu courant (60 millions de dollars). Les ressources d'autofinancement, non touchées par la variation des charges non monétaires et de l'impôt reporté, ont diminué de 21% par rapport à 1990 pour s'établir à 2,8 milliards de dollars en 1991 (annexe B6).

Les bénéfices nets du secteur amont des sociétés sous contrôle étranger ont diminué de 1,6 milliard de dollars, passant d'un profit de 910 millions de dollars à une perte de 665 millions de dollars en 1991. Cette diminution est attribuable à une diminution des recettes combinée à une hausse des charges non monétaires et des frais d'exploitation, qui ont plus qu'annulé une baisse des redevances, de l'impôt sur le revenu courant et de l'impôt sur le revenu reporté. Les ressources d'autofinancement ont diminué de 25% par rapport à 1990 pour s'établir à 3,5 milliards de dollars en 1991 (annexe B7).

Secteur aval

Activités liées aux produits pétroliers

En 1991, les recettes tirées du raffinage et de la commercialisation des produits pétroliers ont diminué de 12%, se chiffrant à 25,6 milliards de dollars, par suite de la baisse de la demande globale au Canada et du remplacement de la TVF par la TPS. Les bénéfices nets ont diminué de 870 millions de dollars, passant d'un profit de 240 millions de dollars en 1990 à une perte de 635 millions de dollars en 1991. La forte baisse des bénéfices, particulièrement au premier semestre de 1991, a été causée par les événements dans le Golfe persique. Les prix du pétrole brut ont augmenté fortement dans les cinq derniers mois de 1990 et durant la première moitié de janvier 1991. L'industrie des produits pétroliers s'est retrouvée avec d'importants stocks produits avec du pétrole brut très coûteux pendant une période de faible demande; les sociétés ont été incapables de recouvrer le coût entier de leurs stocks.

La baisse des recettes, ainsi que le presque doublement des charges non monétaires et les diminutions relativement faibles de 3% du coût des biens vendus (qui comprend les frais d'entretien et d'exploitation des raffineries), et des frais de distribution et de vente, ont plus qu'annulé la baisse de l'impôt sur le revenu courant et de l'impôt sur le revenu reporté. L'importante augmentation des charges non monétaires reflète la radiation d'usines et d'équipement, suite à la fermeture de raffineries.

Le 1er janvier 1991, la TPS a remplacé la TVF. La TPS, qui est une taxe de 7% perçue au moment de la vente, a été exclue des recettes et des dépenses des sociétés conformément aux principes comptables généralement reconnus. Par contre, la TVF était incluse à la fois dans les recettes et les dépenses. Par conséquent, il existe une

Tableau 1.6
Rendement financier et marges bénéficiaires: produits pétroliers

	1990		1991		Variation
	millions de $	¢/litre	millions de $	¢/litre	¢/litre
Ventes brutes	**27 879**	**32,01**	**24 718**	**28,98**	**-3,03**
Autres recettes	1 118	1,28	919	1,08	-0,21
Recettes totales	**28 997**	**33,29**	**25 637**	**30,05**	**-3,24**
moins:					
Taxes fédérales de vente et d'accise[a]	5 121	5,88	3 222	3,78	-2,1
Coût des marchandises vendues	17 654	20,27	17 151	20,11	-0,16
Marges bénéficiaires brutes	**6 223**	**7,14**	**5 264**	**6,17**	**-0,97**
moins:					
Frais de distribution, de vente et d'administration	4 513	5,18	4 317	5,06	-0,12
Revenus en espèces avant intérêts et impôts courants	**1 710**	**1,96**	**947**	**1,11**	**-0,85**
Frais d'intérêt	307	0,35	284	0,33	-0,02
Impôts courants	520	0,6	13	0,01	-0,58
Revenus en espèces après impôts courants	**882**	**1,01**	**650**	**0,76**	**-0,25**
Dépréciation et autres frais non monétaires	771	0,89	1 435	1,68	0,8
Impôts sur le revenu reportés	-125	-0,14	-214	-0,25	-0,11
Postes extraordinaires	2	—	-64	-0,07	-0,08
Bénéfices nets après postes extraordinaires	**238**	**0,27**	**-634**	**-0,74**	**-1,02**

(a) Le 1er janvier 1991, la taxe sur les produits et services (TPS) a remplacé la taxe fédérale de vente (TFV). En vertu de pratiques comptables généralement acceptées, la TPS n'est pas incluse dans les recettes brutes ni dans les taxes fédérales, contrairement à l'ancienne TFV, qui elle était incluse.

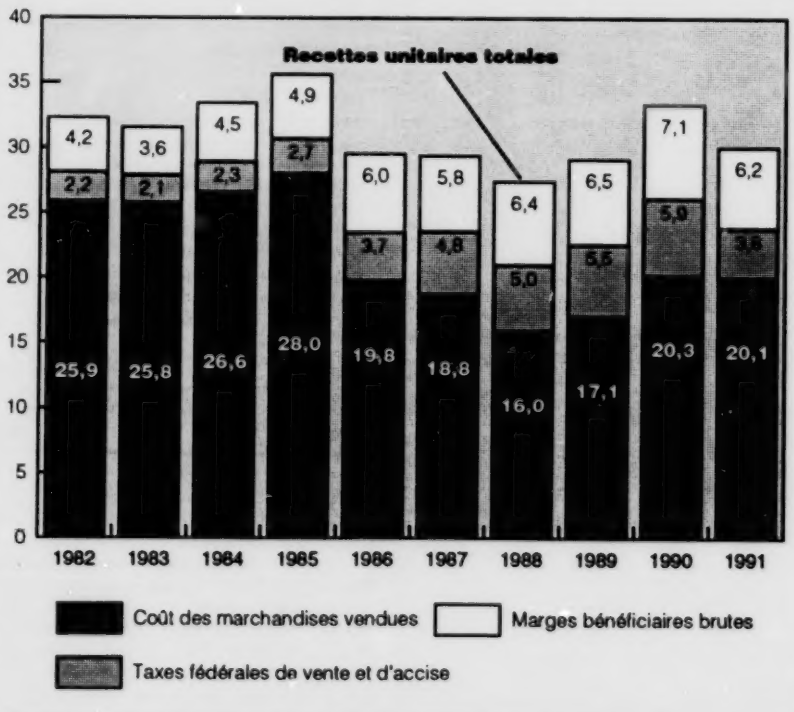
discontinuité des niveaux de recettes et de taxes entre les deux périodes.

Les ressources d'autofinancement des activités des produits pétroliers ont diminué de 26% (230 millions de dollars) par rapport à 1990, pour s'établir à 650 millions de dollars en 1991 (annexe B9).

Les marges bénéficiaires brutes, définies ici comme la différence entre les recettes moyennes de la vente, d'une part, et les taxes directes et le coût des marchandises vendues, d'autre part, sont passées à 6,2 cents le litre en 1991, par rapport à 7,1 cents le litre en 1990 (annexes A8 et A21).

Les coûts moyens d'acquisition du pétrole brut pour les raffineurs, par région, ainsi que les frais de transport correspondants sont présentés aux annexes A6 et A7.

Graphique 1.10
Produits pétroliers: marges bénéficiaires brutes
en cents le litre



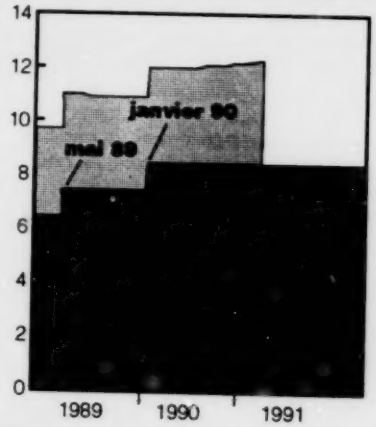
Autres activités aval

Les bénéfices nets tirés des autres activités aval, surtout les activités liées à la pétrochimie, ont diminué de 87% (230 millions de dollars) pour s'établir à 35 millions de dollars en 1991. Tandis que les recettes et les dépenses ont toutes deux diminué, la diminution de 14% des recettes contre une diminution de 7% du coût des marchandises vendues a entraîné une diminution à la fois des bénéfices nets et des ressources d'autofinancement. Ces dernières ont diminué de 52% (225 millions de dollars) pour s'établir à 210 millions de dollars en 1991 (annexe B9).

Graphique 1.11

Taxes fédérales de vente et d'accise sur l'essence ordinaire sans plomb

en cents le litre



	1989	1990	1991
Taxe d'accise moyenne	7,17	8,50	8,50
Taxe de vente moyenne	3,44	3,68	–

Taxe d'accise Taxe de vente

Total du secteur aval

Le total des recettes provenant des produits pétroliers et des activités pétrochimiques a diminué de 12% pour se chiffrer à 29 milliards de dollars. Les bénéfices nets combinés ont baissé de 1,1 milliard de dollars, passant d'un profit de 505 millions de dollars en 1990 à une perte de 600 millions de dollars en 1991. Les ressources d'autofinancement, de leur côté, ont diminué de 35% pour se chiffrer à 860 millions de dollars.

Tableau 1.7

Rendement financier du secteur aval, par sous-secteur

en millions de dollars

	Bénéfices nets			Ressources d'autofinancement		
	1990	1991	Variation %	1990	1991	Variation %
Produits pétroliers	238	– 634	—	882	650	– 26
Produits pétrochimiques	265	34	– 87	437	210	– 52
Total, secteur aval	503	– 600	—	1319	860	– 35

Autres activités au Canada

Ce secteur d'activité, qui englobe les revenus et les dépenses des «affaires de société», a enregistré une perte nette de 460 millions de dollars en 1991, par rapport à une perte de 115 millions de dollars en 1990. Alors qu'en 1990, des gains avaient été réalisés sur la vente d'actifs, en 1991, on a enregistré des réductions de la valeur des actifs, entraînant ainsi un accroissement de 375 millions de dollars du total des charges non monétaires. Cette augmentation a été supérieure à la diminution des frais d'intérêt et du coût des marchandises vendues. Les ressources d'autofinancement, non touchées par les frais non monétaires, ont augmenté, passant de -375 millions de dollars en 1990 à -60 millions de dollars en 1991.

En 1990 et 1991, d'importantes éliminations intersectorielles se sont produites et ont été inscrites comme impôts négatifs courants. De plus, comme il a été mentionné dans les examens antérieurs de l'activité, bon nombre de sociétés imputent les opérations de financement et, par conséquent, les frais d'intérêt au poste des «affaires de société» qui, par définition, fait partie intégrante des «autres activités au Canada». Bien qu'un plus grand nombre de sociétés imputent maintenant leurs frais d'intérêt à d'autres secteurs, 31% de tous les frais d'intérêt de l'industrie sont imputés à ce secteur, qui ne représente que 4% du total des recettes.

Activités à l'étranger

En 1991, les bénéfices nets tirés des activités à l'étranger ont diminué de 215 millions de dollars passant d'un profit de 155 millions de dollars en 1990 à une perte de 60 millions de dollars. La hausse de 6% des recettes a été plus qu'annulée par l'augmentation des charges non monétaires, du coût des marchandises vendues et des frais d'exploitation. Les activités à l'étranger des sociétés pétrolières canadiennes sont surtout liées à la production du pétrole et du gaz. Les ressources d'autofinancement ont diminué de 16% en 1991, se chiffrant à 525 millions de dollars (annexe B1).

2

Sources et affectations de fonds

Vue d'ensemble[1]

En 1991, les fonds disponibles de l'industrie du pétrole, avant les affectations discrétionnaires, ont augmenté de 1% (105 millions de dollars) pour se chiffrer à 10,4 milliards de dollars. Cette augmentation tient à l'augmentation de 2,3 milliards de dollars des apports externes nets qui a plus qu'annulé la diminution de 2,1 milliards de dollars des ressources d'autofinancement. Les apports externes nets se sont montés à 2,8 milliards de dollars en 1991, comparativement à 540 millions de dollars en 1990.

La nouvelle dette à long terme a dépassé les remboursements de 1,7 milliard de dollars en 1991, comparativement à des remboursements nets de 470 millions de dollars en 1990. Les émissions nettes de nouvelles actions ont représenté 1,1 milliard de dollars en 1991, comparativement à 1 milliard de dollars de nouvelles émissions, déduction faite des rachats, en 1990.

En 1991, les dépenses nettes en capital ont augmenté à 9,5 milliards de dollars, soit 9% de plus que l'année précédente. Les paiements de dividendes ont diminué de 19%, passant de 1,7 milliard de dollars à 1,4 milliard de dollars. En 1990 et 1991, les résultats de la vente d'actifs se reflètent dans l'excédent de la catégorie «autres sources» par rapport à la catégorie «autres affectations».

La diminution nette du fonds de roulement de 40 millions de dollars en

(1) Les sources et effectations de fonds d'une entreprise individuelle sont communiquées sur une base nette. Par exemple, une entreprise contractant et remboursant une dette n'indique que le montant net. Le même principe s'applique aux changements intervenant dans l'avoir propre et le fonds de roulement. Pour l'ensemble de l'industrie on additionne les montants nets afin d'établir la contribution de l'industrie du pétrole aux autres secteurs de l'économie. Afin de permettre au lecteur de faire la distinction entre la nouvelle dette à long terme et le remboursement de la dette, etc., on indique ces montants séparément au tableau 2.2.

Tableau 2.1
Sources et affectations de fonds (nettes)
en milliards de dollars

	1990	1991	Variation	%
Sources internes				
Bénéfices nets avant les postes inhabituels	2,3	–2,3	–4,6	—
Frais non monétaires	7,4	9,8	2,4	33
Ressources d'autofinancement	**9,7**	**7,6**	**–2,1**	**–22**
Sources externes nettes				
Nouvelle dette à long terme, après les remboursements	–0,5	1,7	2,2	—
Nouvel avoir propre après les rachats	1,0	1,1	0,1	13
Sources externes nettes	**0,5**	**2,8**	**2,3**	**—**
Sources nettes	**10,3**	**10,4**	**0,1**	**1**
Affectations discrétionnaires				
Dépenses nettes en capital	8,7	9,5	0,8	9
Paiements de dividendes	1,7	1,4	–0,3	–19
Autres affectations, après autres sources	–0,1	–0,5	–0,4	—
Affectations nettes	**10,3**	**10,4**	**0,1**	**1**
Variation nette du fonds de roulement	—	—	—	—

1990 se compare à une augmentation nette de 5 millions de dollars en 1991 (annexe B10).

Sources et affectations de fonds (brutes)

La nouvelle dette à long terme s'est établie à 3,4 milliards de dollars, une augmentation de 760 millions de dollars par rapport à 1990. Une partie de la nouvelle dette à long terme a été contractée pour racheter des actions. Le remboursement de la dette a diminué de 1,4 milliard de dollars pour s'établir à 1,7 milliard de dollars. Les nouvelles émissions d'actions ont progressé de 415 millions de dollars pour atteindre 2,1 milliards de dollars, tandis que les diminutions de l'avoir propre se sont accrues de 285 millions de dollars, passant à 975 millions de dollars en 1991.

Les diminutions du fonds de roulement déclarées individuellement ont totalisé 2,4 milliards de dollars en 1991, soit une augmentation de 735 millions de dollars par rapport à 1990. Les augmentations du fonds de roulement déclarées individuellement ont aussi totalisé 2,4 milliards de dollars en 1991, comparativement à 1,6 milliard de dollars en 1990.

Les fonds déclarés sous la rubrique «autres sources» représentent en partie des revenus tirés de la vente d'actifs pétroliers. Les «autres sources» de fonds ont atteint 3,5 milliards de dollars

Tableau 2.2
Catégories choisies de sources et d'affectations de fonds[a]
en milliards de dollars

	1990	1991	Variation	Variation %
Nouvelle dette à long terme [b]	2,7	3,4	0,7	29
Remboursement de la dette à long terme [d]	3,1	1,7	−1,4	−44
Dette à long terme, après remboursements	**−0,5**	**1,7**	**2,2**	**—**
Nouvel avoir propre [b]	1,7	2,1	0,4	25
Rachat de l'avoir propre [d]	0,7	1,0	0,3	42
Avoir propre net, après rachats	**1,0**	**1,1**	**0,1**	**13**
Augmentation du fonds de roulement [d]	1,6	2,4	0,8	49
Diminution du fonds de roulement [b]	1,6	2,4	0,8	45
Variation nette du fonds de roulement	**—**	**—**	**—**	**—**
Toutes autres sources [c]	4,1	3,5	−0,6	−15
Toutes autres affectations [e]	4,0	3,0	−1,0	−25
Autres affectations après les autres sources	**−0,1**	**−0,5**	**−0,4**	**—**
Total des dépenses en capital	8,8	9,7	0,9	10
Programmes d'encouragement, subventions et autres recettes	0,1	0,2	0,1	91
Dépenses en capital nettes	**8,7**	**9,5**	**0,8**	**9**

(a) L'annexe B10 fournit plus de détails à ce sujet.
(b) Représente les montants de la nouvelle dette à long terme, du nouvel avoir propre ou des fonds provenant de la réduction des fonds de roulement des sociétés qui ont déclaré avoir obtenu des fonds nets de ces sources.
(c) Représente l'affectation nette de fonds au remboursement de la dette à long terme, au rachat de l'avoir propre, ou à l'accroissement du fonds de roulement par les sociétés qui ont déclaré des affectations de fonds à ces fins.
(d) Comprend les gains inhabituels; les pertes inhabituelles sont présentées au titre "toutes autres affectations".
(e) Principalement des fonds affectés aux acquisitions d'usines et de propriétés appartenant à d'autres sociétés et des fonds affectés à des prises de contrôle.

en 1991, comparativement à 4,1 milliards de dollars en 1990. Les fonds déclarés sous la rubrique «autres affectations» ont passé de 4 milliards de dollars en 1990 à 3 milliards de dollars en 1991, en raison principalement de la diminution des fonds utilisés pour des prises de contrôle. Par ailleurs, les fonds utilisés pour l'achat d'actifs sont passés de 1,4 milliard de dollars en 1990 à 750 millions de dollars en 1991.

En 1991, les dépenses en capital nettes ont augmenté de 9% (775 millions de dollars) par rapport à 1990, pour atteindre 9,5 milliards de dollars (pour plus de détails, voir le tableau 2.4).

Ressources d'autofinancement

Les ressources d'autofinancement de l'industrie pétrolière ont diminué de 22% (2,1 milliards de dollars), pour se situer à 7,6 milliards de dollars en 1991. Une baisse sensible des recettes, tant pour les activités amont qu'aval, conjuguée à des diminutions relativement faibles du coût des marchandises vendues et des frais d'exploitation, a plus qu'annulé la diminution plus importante des redevances, des frais d'intérêt, de l'impôt courant et des taxes fédérales de vente et d'accise. En ce qui a trait à la taxe de vente, son élimination a réduit les recettes aussi bien que les dépenses. Dans le secteur amont, les ressources d'autofinancement ont diminué de 24% (2 milliards de dollars) pour se chiffrer à 6,2 milliards de dollars, par suite de la diminution des prix du pétrole brut et du gaz naturel commercialisable. Dans le secteur aval, ces mêmes ressources ont diminué de 35% (460 millions de dollars) du fait que la diminution des recettes, accompagnée d'une diminution relativement faible du coût des marchandises vendues (coût des matières premières), a annulé l'effet de la réduction des taxes de vente et d'accise et de l'impôt courant. Pour ce qui est des «autres activités au Canada», les ressources d'autofinancement sont passées de –375 millions de dollars en 1990 à –60 millions de dollars en 1991, par suite de la diminution des frais d'exploitation, des frais d'intérêt et de l'impôt sur le revenu courant. En ce qui concerne l'activité à l'étranger, les

Tableau 2.3
Ressources d'autofinancement par secteur et par segment[a]
en milliards de dollars

	1990	1991	Variation	
				%
Sociétés sous contrôle canadien				
Amont	3,5	2,8	–0,7	–21
Aval	0,6	0,3	–0,3	–54
Autres [b]	0,2	0,3	0,1	27
Total des sociétés sous contrôle canadien	**4,4**	**3,3**	**–1,1**	**–24**
Sociétés sous contrôle étranger				
Amont	4,7	3,5	–1,2	–25
Aval	0,7	0,6	–0,1	–17
Autres [b]	—	0,2	0,2	398
Total des sociétés sous contrôle étranger	**5,4**	**4,2**	**–1,2**	**–21**
Total de l'industrie				
Amont	8,2	6,2	–2,0	–24
Aval	1,3	0,9	–0,4	–35
Autres [b]	0,3	0,5	0,2	84
Total global	**9,7**	**7,6**	**–2,1**	**–22**

(a) Voir les annexes B1, B6 et B7 pour plus de détails.
(b) Comprend les ressources d'autofinancement tirées des activités à l'étranger et des 'autres activités au Canada'.

ressources d'autofinancement ont diminué de 16% en 1991, s'établissant à 525 millions de dollars.

Les ressources d'autofinancement des *sociétés sous contrôle canadien* ont diminué de 24% en 1991, pour se chiffrer à 3,3 milliards de dollars. Tous les secteurs d'activité à l'exception du petit secteur des "autres activités au Canada" ont connu des diminutions.

Les ressources d'autofinancement des *sociétés sous contrôle étranger* ont diminué de 21%, pour atteindre 4,2 milliards de dollars, la diminution des ressources d'autofinancement de l'activité amont, de l'activité aval et de l'activité à l'étranger ayant plus que compensé les augmentations enregistrées pour les «autres activités au Canada».

Dépenses en capital

En 1991, les dépenses brutes en capital ont augmenté de 10% par rapport à 1990, pour s'établir à 9,7 milliards de dollars. Les dépenses au Canada ont augmenté de 9% pour se situer à 8,9 milliards de dollars, tandis que les dépenses à l'étranger augmentaient de 24%. En proportion des dépenses en capital totales, les dépenses à l'étranger ont augmenté d'un point de pourcentage pour s'établir à 8% en 1991. Les dépenses en amont ont continué à être la plus importante composante des dépenses en capital, représentant 76% du total en 1991, soit un point de pourcentage de plus qu'en 1990. Les dépenses en capital du secteur aval ont augmenté de 16% et les «autres dépenses», composante de faible importance, ont diminué de 53%.

Secteur amont : À la seule exception des dépenses d'exploration, toutes les autres catégories du secteur amont ont enregistré des augmentations

Tableau 2.4
Dépenses en capital [a]
en milliards de dollars

	1990	1991	Variation	%	Part du total 1990 %	Part du total 1991 %
Amont						
Exploration	2,7	2,3	-0,4	-14	31	24
Mise en valeur	1,0	1,1	0,1	4	12	11
Production	2,1	2,9	0,8	37	24	30
Non classique [b]	0,8	1,1	0,3	44	9	11
Total amont	**6,6**	**7,4**	**0,8**	**12**	**75**	**76**
Aval	1,1	1,3	0,2	16	13	13
Extraction de ressources énergétiques	—	—	—	39	—	—
Autres	0,5	0,2	-0,3	-57	5	2
Total des dépenses au Canada [c]	**8,2**	**8,9**	**0,7**	**9**	**93**	**92**
Dépenses à l'étranger	**0,7**	**0,8**	**0,1**	**24**	**7**	**8**
Total des dépenses	**8,8**	**9,7**	**0,9**	**10**	**100**	**100**
Subventions d'encouragement et autres recettes	0,1	0,2	0,1	91		
Dépenses nettes en capital	**8,7**	**9,5**	**0,8**	**9**		
Rappel: Dépenses en capital amont (Nettes des subventions d'encouragement et d'autres recettes)	6,5	7,2	0,7	11		

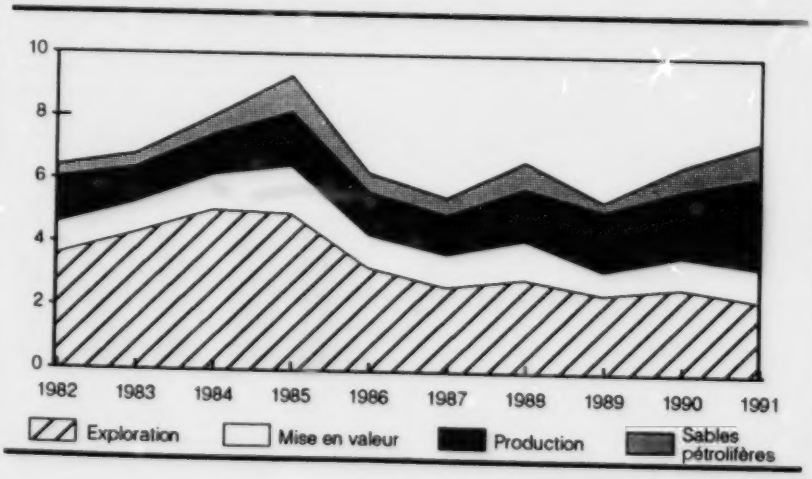
(a) Pour une ventilation plus détaillée, voir les annexes B11 et B12.
(b) Comprend les projets liés aux sables pétrolifères et au pétrole lourd non classique ainsi que les usines de valorisation du pétrole lourd.
(c) Comprend les subventions, les programmes d'encouragement, les crédits d'impôt et les autres recettes.

importantes des dépenses en capital en 1991. Durant la même période, les dépenses d'exploration ont diminué de 14 %, pour se chiffrer à 2,3 milliards de dollars, par suite de la relative incertitude quant à la tendance des prix du pétrole qui a caractérisé ces dernières années. Les dépenses de mise en valeur ont augmenté de 4%, atteignant 1,1 milliard de dollars, du fait que l'on cherchait à amener un supplément de production sur le marché. Les dépenses engagées au titre des installations de production ont augmenté de 37%, pour s'établir à 2,9 milliards de dollars, en raison de l'accroissement des dépenses relatives à d'importants projets comme l'usine de gaz Caroline, Hibernia et Cohasset/ Panuke. Par ailleurs, l'accroissement des dépenses relatives au projet de valorisation des sables pétrolifères à la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan (Bi-Provincial Upgrader), expliquait l'augmentation de 44% des dépenses en capital dans le secteur non classique. Par conséquent, les dépenses en capital dans tout le secteur amont ont augmenté de 12% en 1991, atteignant 7,4 milliards de dollars.

Les dépenses engagées dans le secteur amont par les sociétés sous contrôle canadien ont augmenté de 4%, tandis que celles qu'ont engagées les sociétés sous contrôle étranger ont augmenté de 21%. La part des dépenses en capital dans le secteur amont attribuable au groupe des sociétés sous contrôle canadien a donc diminué de 4 points de pourcentage, pour représenter 48% du total en 1991 (annexe B11).

Les dépenses d'exploration ont diminué de 13% pour atteindre 2,2 milliards de dollars dans les provinces et elles ont chuté de 15% sur les Terres du Canada, pour se chiffrer à 175 millions de dollars. Il en est résulté une diminution de 14% de l'ensemble des dépenses d'exploration, qui se sont situées à 2,3 milliards de dollars. Les dépenses engagées sur les Terres du Canada en 1991 représentaient 7% du total, soit le même pourcentage qu'en 1990.

Graphique 2.1
Dépenses du secteur amont au Canada
en milliards de dollars



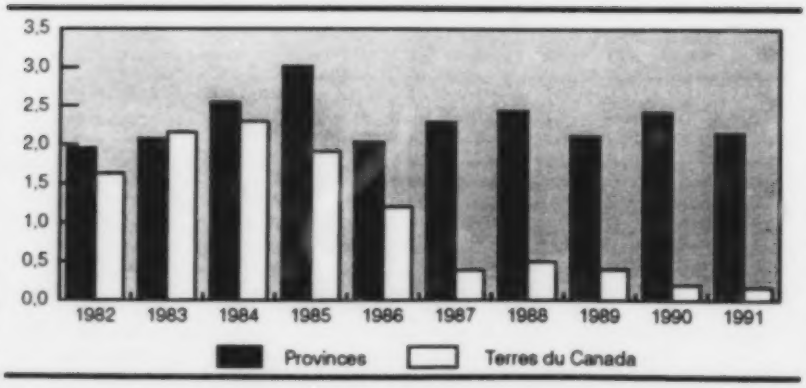
Les dépenses d'exploration des sociétés sous contrôle étranger ont baissé de 12% en 1991, tandis que celles des sociétés sous contrôle canadien diminuaient de 15%. Les sociétés sous contrôle canadien totalisaient 53% de l'ensemble des dépenses d'exploration, soit une baisse d'un point de pourcentage par rapport à 1990 (annexe B12).

Les dépenses totales d'exploration ont rapidement augmenté entre 1981 et 1987. La vigueur des activités sur les Terres du Canada et les programmes d'encouragement qui y étaient liés étaient à la source de cette augmentation.

Dépenses du secteur aval : Les dépenses du secteur aval ont augmenté de 16%, pour s'établir à 1,3 milliard de dollars en 1991. La diminution des dépenses consacrées aux raffineries a été plus que contrebalancée par l'accroissement des dépenses engagées pour les points de vente et les usines pétrochimiques.

Extraction des ressources énergétiques minières et autres: Les dépenses ont diminué de 53% dans la catégorie regroupant l'extraction des ressources énergétiques minières et les autres activités, y compris les installations minières, les navires de forage, les caissons et les installations de forage. Cette catégorie de dépenses en capital peut aussi comprendre le montant capitalisé des intérêts.

Graphique 2.2
Dépenses d'exploration par emplacement
en milliards de dollars



Taux de réinvestissement

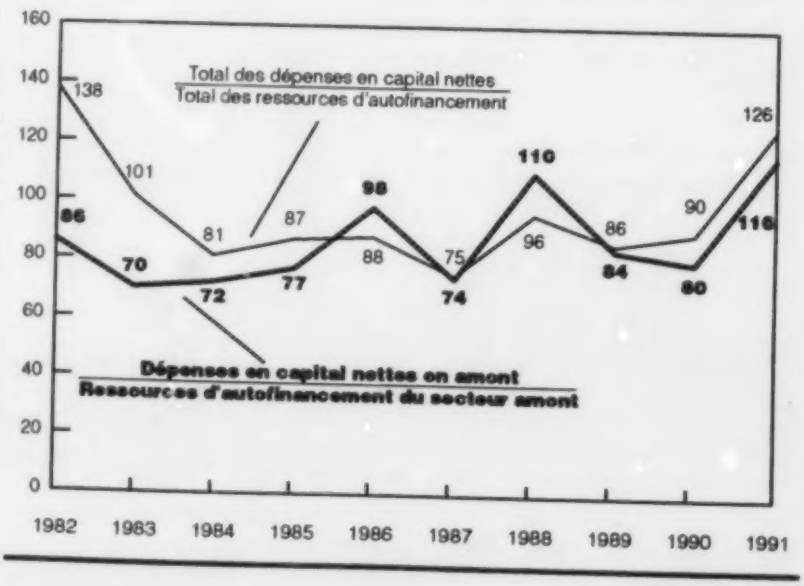
Le taux global de réinvestissement de l'industrie du pétrole, c'est-à-dire le total des dépenses nettes en capital[1] par rapport aux ressources d'autofinancement provenant de tous les secteurs d'activité, a été de 126% en 1991, soit une hausse par rapport au pourcentage de 90% enregistré en 1990. La diminution de 22% des ressources d'autofinancement, à laquelle s'est ajoutée une augmentation de 9% des dépenses en capital nettes, s'est soldée par une augmentation de 36 points de pourcentage du taux de réinvestissement (annexe A15). La majeure partie de l'augmentation des dépenses en capital correspond aux dépenses relatives à d'importants projets comme le champ gazier Caroline, Hibernia, Cohasset/Panuke et le projet de valorisation des sables pétrolifères à la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan (Bi-Provincial Upgrader). En raison même de leur importance, ces projets ne peuvent être financés à partir des ressources d'autofinancement courantes; il est nécessaire d'avoir recours à une augmentation de la dette ou à l'émission de nouvelles actions.

Le groupe des sociétés sous contrôle canadien, de même que celui des sociétés sous contrôle étranger, ont déclaré d'importantes augmentations de leur taux global de réinvestissement. Le taux global de réinvestissement des sociétés sous contrôle canadien est passé de 101% en 1990 à 135% en 1991, tandis que celui des sociétés sous contrôle étranger passait de 81% à 118%. Au chapitre des activités amont, la comparaison des deux groupes donne des résultats semblables, les sociétés sous contrôle canadien ayant réinvesti 127% de leurs ressources d'autofinancement (une hausse de 30 points de pourcentage) et les sociétés sous contrôle étranger 107% (une hausse de 40 points de pourcentage).

Les dépenses en capital du secteur amont (moins les subventions d'encouragement) correspondaient à 116% des ressources d'autofinancement de ce secteur, ce qui donne un taux de réinvestissement supérieur de 36 points de pourcentage à celui de 1990. Les ressources d'autofinancement du secteur amont ont diminué de 24%, tandis que les dépenses en capital nettes du même secteur ont augmenté de 11%.

(1) Les dépenses nettes en capital sont les dépenses en capital moins les subventions d'encouragement, les contributions, les crédits d'impôts et les indemnisations.

Graphique 2.3
Taux de réinvestissement
en pourcentage

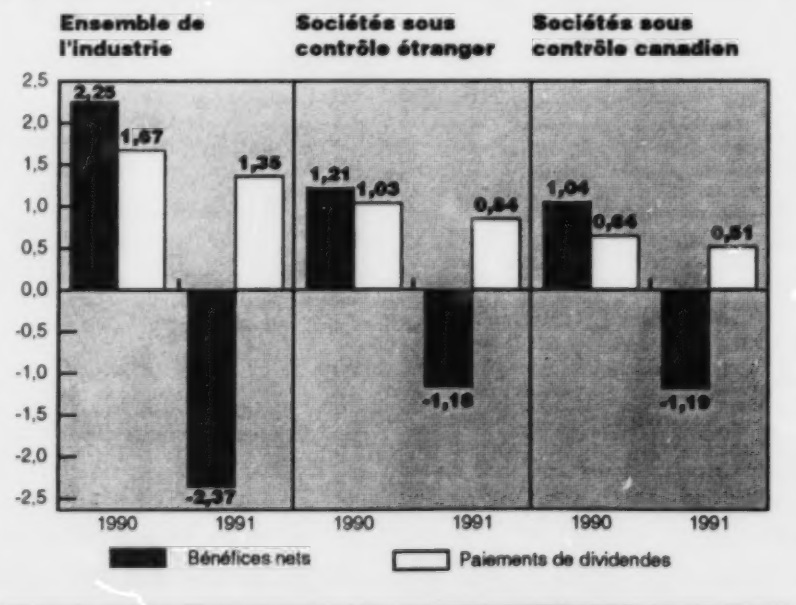


Paiements de dividendes

Les dividendes versés par l'industrie pétrolière en 1991 ont diminué de 19%, se chiffrant à 1,4 milliard de dollars en 1991, tandis que les bénéfices nets ont diminué de 4,7 milliards de dollars, pour montrer une perte de 2,4 milliards de dollars. Bien que la plupart des sociétés versent les dividendes à même leurs profits, il est possible d'obtenir des résultats inhabituels en ce qui concerne le taux de distribution si l'on regroupe les sociétés qui déclarent des pertes et celles qui déclarent des profits. Cette situation se reflète dans les données de 1991. En outre, il est reconnu que les sociétés ne changent pas leur politique relativement au versement de dividendes du seul fait qu'elles aient obtenu de mauvais résultats sur une année ou deux.

Les dividendes versés par les sociétés sous contrôle canadien ont diminué de 21%, pour se chiffrer à 515 millions de dollars, tandis que les dividendes versés par les sociétés sous contrôle étranger ont diminué de 18%, pour se situer à 840 millions de dollars (annexes A19 et B10).

Graphique 2.4
Comparaison des paiements de dividendes et des bénéfices nets
en milliards de dollars



3

Comparaison du rendement: industrie pétrolière et autres industries

Comparaison des bénéfices nets

Le but de ce chapitre est d'indiquer l'importance relative de l'industrie du pétrole dans les bénéfices nets totaux de l'ensemble des industries non financières, au fil des ans.

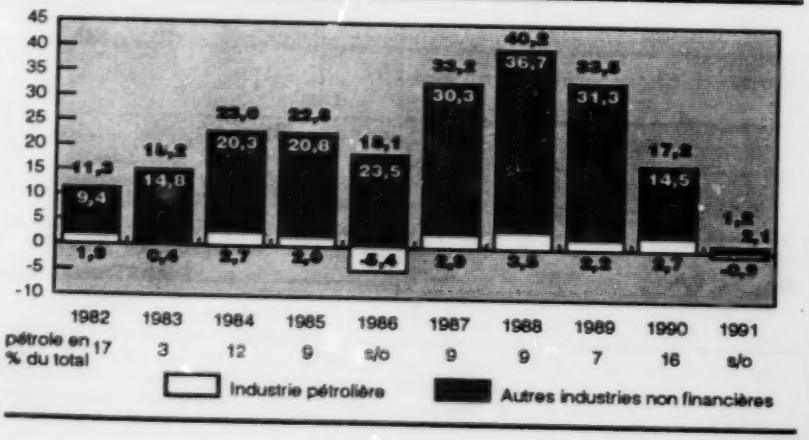
Grâce aux données de Statistique Canada, il est possible d'évaluer le rendement financier du secteur pétrolier par rapport à celui des autres secteurs de l'économie. Il est important de mentionner que les données pour les industries non financières publiées dans les rapports précédents sont différentes de celles qui sont présentées ici. Cette différence est attribuable à des changements dans les données de Statistique Canada (voir la note ci-dessous).

Tableau 3.1
Comparaison des bénéfices nets: industrie pétrolière et toutes les autres industries non financières
en milliards de dollars

	1990	1991		Variation %
Total, industries non financières (industrie pétrolière non comprise)	14,5	2,1	-12,4	-86
Industrie pétrolière	2,7	-0,9	-3,6	—
Total, industries non financières (y compris l'industrie pétrolière)	17,2	1,2	-16	-93

Note: Les données présentées dans la présente section du rapport ne correspondent pas tout à fait à celles que l'on trouve ailleurs, bien qu'elles se rapprochent des résultats de l'examen indiqués dans les chapitres 1 et 2. Au cours du quatrième trimestre de 1990, Statistique Canada a procédé à bon nombre de changements dans ses données statistiques. Les deux groupes industriels "Minéraux combustibles" et "Produits du pétrole et du charbon" ne sont plus disponibles. Ces derniers fournissaient un bon aperçu de l'ensemble des résultats de l'examen pour les secteurs amont et aval. Par conséquent, le présent chapitre traite maintenant d'une définition beaucoup plus large du terme pétrole, qui comprend des activités amont et aval, des activités de vente en gros et au détail, du forage contractuel, des pipe-lines de pétrole et d'autres services liés à la production de pétrole et de gaz naturel. Aussi, il n'est plus possible de comparer uniquement des sociétés ayant des actifs de plus de 10 millions de dollars comme s'était le cas par le passé. La totalité des industries non financières est maintenant utilisée pour fins de comparaison. Toutefois, bien qu'elles portent sur un plus grand nombre de sociétés que l'examen, les données de Statistique Canada sur l'industrie pétrolière excluent encore les entreprises gouvernementales et les activités à l'étranger des sociétés canadiennes. L'examen couvre l'ensemble de l'activité des sociétés pétrolières au Canada, y compris les sociétés d'État, dont l'actif ou les recettes dépassent 10 millions de dollars.

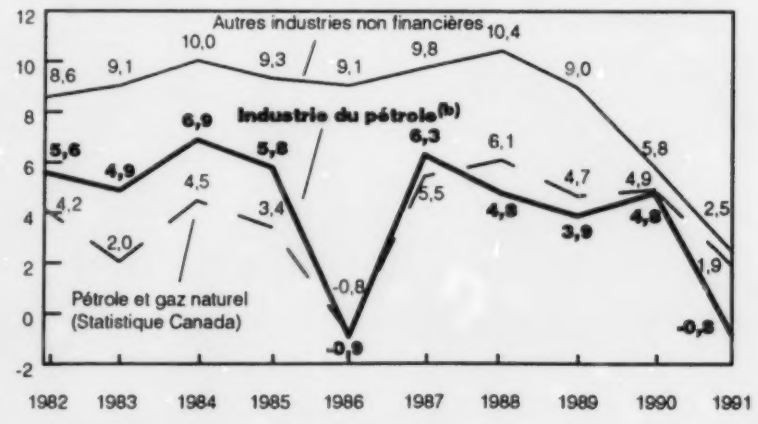
Graphique 3.1
Comparaison des bénéfices nets: industrie pétrolière et toutes les autres industries non financières
en milliards de dollars



Mis à part ceux des sociétés d'État, les bénéfices nets des activités de l'industrie du pétrole au Canada, après déduction des postes extraordinaires, ont diminué de 3,6 milliards de dollars, passant d'un profit de 2,7 milliards de dollars en 1990 à une perte de 900 millions de dollars en 1991. Pour leur part, les autres industries non financières ont accusé une baisse de 86%, les ramenant à 2,1 milliards de dollars.

Le taux de rendement du capital utilisé par l'industrie pétrolière est tombé de 4,9% en 1990 à 1,9% en 1991, un taux qui reste inférieur au taux de rendement des autres industries non financières, soit 2,5% en 1991 contre 5,8% en 1990.

Graphique 3.2
Taux de rendement du capital utilisé: industrie pétrolière[a] par rapport aux autres industries non financières
en pourcentage



(a) Les données sur l'industrie pétrolière montrées au chapitres 1 et 2 ne se comparent pas exactement avec celles de Statistique Canada. Les données sur le pétrole et le gaz naturel comprennent des secteurs tels le forage contractuel, les pipe-lines et d'autres services qui ne sont pas traités par ce rapport.
(b) Données provenant de l'Examen de l'activité.

Dépenses en capital

Selon les données de Statistique Canada, les dépenses en capital de l'industrie pétrolière [1] ont augmenté de 10% en 1991 par rapport à 1990. Ces données ne comprennent toutefois pas les dépenses en capital engagées par les gouvernements fédéral et provinciaux pour le projet de valorisation des sables pétrolifères à la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan. L'augmentation aurait été plus importante si ces dépenses avaient été incluses.

Les dépenses en capital des autres industries non financières ont diminué de 9%. L'industrie du pétrole a compté pour 16% des dépenses en capital de l'ensemble des industries non financières en 1991, soit une hausse de 2 points de pourcentage par rapport à l'année précédente.

(1) Ces données diffèrent sensiblement de celles présentées au chapitre 2, parce que les données fournies par Statistique Canada pour cette rubrique incluent certaines acquisitions dans la catégorie des dépenses en capital.

Tableau 3.2
Comparaison des dépenses en capital: industrie pétrolière et toutes les autres industries non financières
en milliards de dollars

	1990	1991		Variation %
1. **Total, industries non financières** (industrie pétrolière non comprise)	**68,7**	**62,8**	**-5,9**	**-9**
2. Industrie pétrolière	11,1	12,2	1,1	10
3. **Total, industries non financières** (y compris l'industrie pétrolière)	**79,8**	**75.0**	**-4,8**	**-6**
4. Ligne 2 en % de la ligne 3	14,0	16,0		

Source: Statistique Canada, 61-008, Trimestriel - Statistique financière des entreprises. Cette analyse ne comprend pas les entreprises gouvernementales. Toutes les dépenses sont nettes et ne comprennent pas les subventions relatives au capital.

4

Tendances en matière de participation et de contrôle

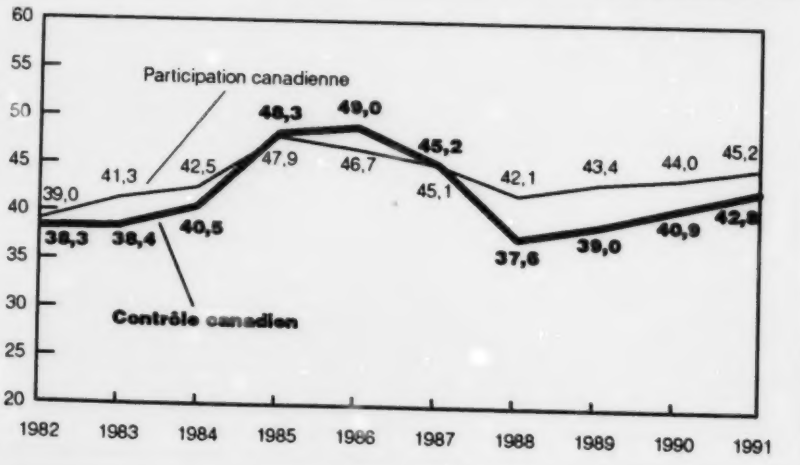
La participation canadienne dans les recettes provenant du secteur amont est passée à 45,2% en 1991 par rapport à 44% en 1990, tandis que le contrôle canadien est passé de 40,9% à 42,8% (annexe A22).

L'augmentation de la participation canadienne a été causée par l'achat par des résidents canadiens d'actions de sociétés canadiennes détenues précédemment par des non résidents et de l'achat par des sociétés canadiennes de sociétés sous contrôle étranger ou de leurs éléments d'actif.

L'augmentation du contrôle canadien a été causée par l'achat d'éléments d'actifs de sociétés sous contrôle étranger par des sociétés sous contrôle canadien. En 1990, les sociétés sous contrôle canadien ont été responsables de 860 millions de dollars sur le total de 1,5 milliard de dollars d'actifs achetés. En 1991, elles ont acheté 550 millions de dollars sur les 1,2 milliard de dollars d'actifs achetés. Bien que les recettes globales tirées des activités amont ont diminué, les achats d'actifs par les sociétés sous contrôle canadien ont réussi à limiter la baisse de leurs recettes à un taux inférieur à celui des sociétés sous contrôle étranger (–10% contre –16%), ce qui a donné lieu à une amélioration du niveau de participation et de contrôle canadien des recettes des activités amont en 1991 par rapport à 1990.

La propriété des actions détenues au Canada dans le «Système d'inscription en compte» (SIC) a été examinée de plus près en 1990 et en 1991. Les comptes de propriétaires à titre d'intermédiaire qui sont détenus dans ce système, soit essentiellement à la Caisse de dépôt de valeurs (CCDV), masquent dans certains cas le propriétaire véritable des actions. Une analyse approfondie de la position des sociétés pétrolières à la CCDV indique qu'une partie de ces avoirs, qu'on considérait être de propriété canadienne, appartiennent en réalité, par le biais d'institutions financières, à des non-canadiens. Cela s'appliquerait aussi aux années antérieures à 1990, mais il est impossible de quantifier la fréquence de ce phénomène durant ces années. Cette mesure améliorée crée une discontinuité dans les séries de données. Sans utiliser les renseignements fournis par les institutions financières, la participation canadienne dans les recettes du secteur amont aurait encore augmenté de 1,8 point de pourcentage en 1990, et de 1,6 point de pourcentage en 1991.

Graphique 4.1
Participation et contrôle canadiens, recettes du secteur amont
en pourcentage



La participation canadienne du total des recettes tirées des activités amont et aval a diminué de 0,2 point de pourcentage, glissant à 45,5% en 1991, tandis que le contrôle canadien a diminué de 0,1 point de pourcentage pour se retrouver à 38%.

L'achat des intérêts de 43% de Nova Corporation dans Husky Oil Ltd. par M. Li Ka Shing a réduit le niveau de propriété canadienne. Comme Husky Oil Ltd. était déjà classée comme étant sous contrôle étranger, la transaction n'a pas influé sur le niveau de contrôle canadien.

Graphique 4.2
Participation et contôle canadiens, recettes des secteurs amont et aval
en pourcentage

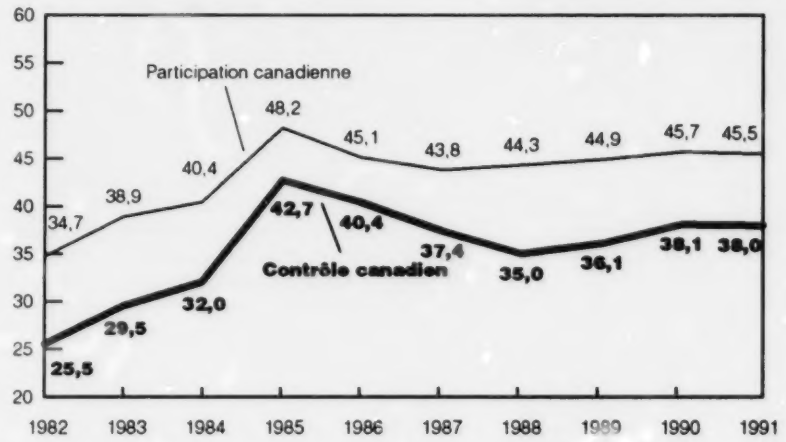


Tableau 4.1
Participation et contrôle par pays et par secteur[a]
en pourcentage

	Participation		Contrôle	
	1990	1991	1990	1991
États-Unis	38,0	35,6	42,2	41,0
Autres pays	16,3	18,9	19,7	21,0
Total - pays étrangers	**54,3**	**54,5**	**61,9**	**62,0**
Secteur public canadien	16,6	13,4	16,7	16,4
Secteur privé canadien	29,1	32,1	21,4	21,6
Total - Canada	**45,7**	**45,5**	**38,1**	**38,0**

(a) Ces données sont basées sur les recettes en amont et en aval (liées au pétrole).

5

Activités de recherche et de développement: 1990 et 1991

Quatorze sociétés, dont la plupart étaient de grandes entreprises, ont déclaré des dépenses de R-D en 1991 et en 1990.[1] Au cours de l'année 1991, les dépenses de R-D internes ont diminué de 5%, se chiffrant à 176 millions de dollars, tandis que les recherches contractuelles effectuées par d'autres ont augmenté de 29%, pour atteindre 160 millions de dollars.

(1) Ces données proviennent des réponses données à deux questionnaires de Statistique Canada, l'un portant sur la recherche et le développement dans l'industrie canadienne et l'autre, sur les dépenses de R-D énergétiques engagées par activités. Ces questionnaires nous ont été mis à disposition en vertu d'une entente conclue conformément à la Loi sur la statistique. Certaines données peuvent avoir été comptées en double, étant donné que les chiffres qui ont été communiqués au sujet de la R-D interne peuvent inclure des travaux effectués à contract pour le compte d'autres sociétés pétrolières.

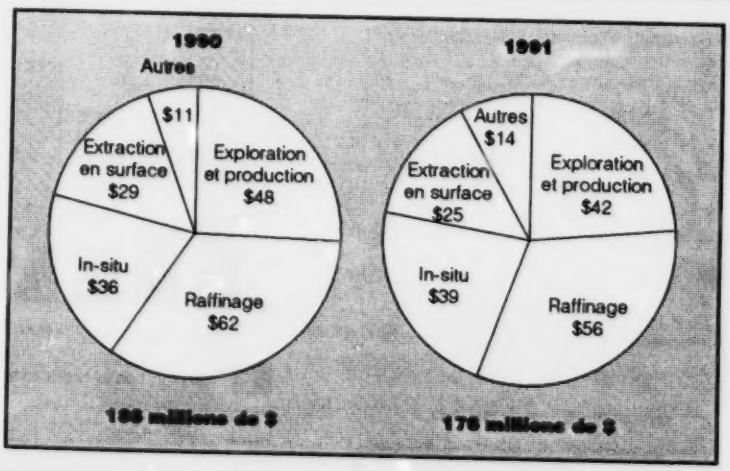
Dépenses de R-D internes

Sur le total des dépenses de R-D internes de 176 millions de dollars en 1991, les dépenses courantes ont diminué de 10% par rapport à 1990 pour se situer à 143 millions de dollars. Parmi celles-ci, les dépenses de traitement et de salaire ont diminué de 15 %, pour se retrouver à 62 millions de dollars. Le reste (33 millions de dollars) des dépenses internes totales a été affecté aux biens de production, surtout à l'équipement de R-D. La proportion représentée par les dépenses en capital a diminué de 19% par rapport à 1990. Les activités de R-D dans la technologie du raffinage sont demeurées la principale source de dépenses de R-D

Tableau 5.1
Sources de fonds affectés à la R-D interne
en millions de dollars

	1990	1991
Fonds internes	149	145
Fonds provenant de la société mère, d'une société apparentée ou d'une filiale	16	10
Subventions gouvernementales et contrats	8	3
R-D effectuée pour le compte d'autrui	13	9
Autres	—	9
Total des fonds affectés à la R-D interne	186	176

Graphique 5.1
Dépenses de R-D internes par secteur d'activité
en millions de dollars

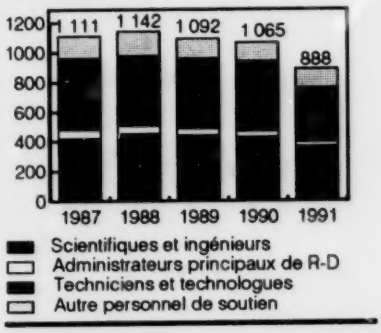


internes, au niveau de 32%, mais ont diminué en termes absolus de 6 millions de dollars, pour se chiffrer à 56 millions de dollars. Les dépenses de R-D consacrées au pétrole brut classique et au gaz naturel ont diminué à 42 millions de dollars (contre 48 millions de dollars en 1990) et représentaient 24% de l'ensemble des dépenses de R-D internes en 1991. Les dépenses consacrées à la récupération du pétrole lourd sur les lieux mêmes de la production (récupération in-situ) ont augmenté de 8%, pour se chiffrer à 39 millions de dollars, tandis que les dépenses consacrées à l'extraction minière en surface ont diminué de 14%, pour se chiffrer à 25 millions de dollars.

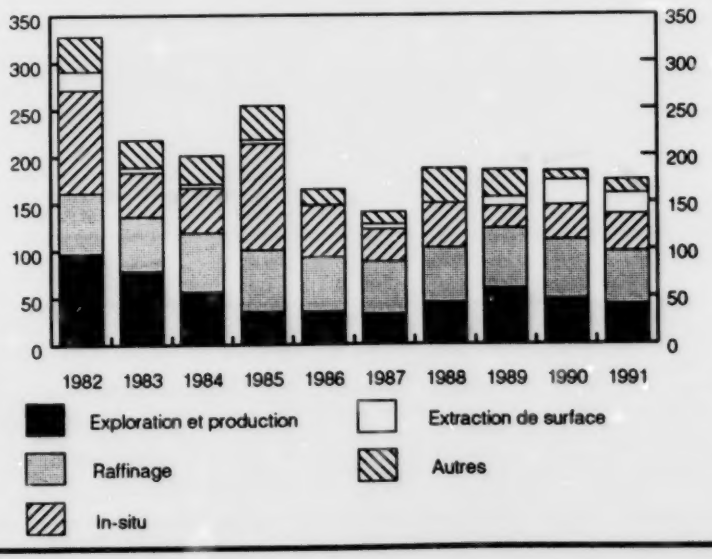
Les dépenses de R-D liées à la technologie de l'énergie, autres que celles qui concernent le pétrole et le gaz naturel, ont augmenté en termes aussi bien absolus que relatifs, passant de 7 millions de dollars en 1990 à 10 millions de dollars en 1991 (ou de 4% à 5% du total des dépenses de R-D internes effectuées par les grandes sociétés pétrolières et gazières). Les dépenses de R-D non liées à l'énergie ont augmenté de 34%, pour atteindre 5 millions de dollars en 1991 (annexe A23).

Le nombre total de personnes affectées à la R-D dans les sociétés déclarantes est passé de 1 065 en 1990 à 888 en 1991, poursuivant ainsi une tendance à la baisse de l'emploi total dans la R-D par rapport à un sommet de 1 142 en 1988. Le pourcentage de scientifiques, d'ingénieurs et d'administrateurs principaux de R-D a progressé de

Graphique 5.2
Emploi dans la R-D
en nombre d'employées



Graphique 5.3
Dépenses de R-D internes
en millions de dollars



0,7 point de pourcentage pour atteindre 44,6% de l'ensemble des employés effectuant de la R-D.

Comme il est indiqué dans le tableau 5.1, les sociétés déclarantes ont fourni 82% des sommes affectées aux travaux de R-D internes; le reste des fonds provenaient de subventions des gouvernements fédéral et provinciaux, de travaux effectués à contrat pour le compte d'autres sociétés et d'allocations versées par des sociétés mères et des sociétés affiliées à des filiales canadiennes.

La majeure partie des travaux de R-D internes effectués au Canada l'a été en Alberta et en Ontario respectivement (60 et 39% des dépenses totales à ce titre en 1991). Les activités de R-D menées en Alberta au cours de l'année 1991 ont occupé 42% du personnel affecté à la R-D, et celles menées en Ontario , 56%.

Dépenses de R-D externes

Les dépenses engagées dans des contrats de R-D relatifs à l'énergie et à d'autres domaines par les sociétés déclarantes ont totalisé 160 millions de dollars en 1991, soit une hausse de 29% par rapport à 1990. Les recherches effectuées à l'étranger pour le compte de sociétés pétrolières canadiennes représentaient 65% du total des dépenses de R-D externes, soit une baisse de 6 points de pourcentage par rapport à 1990.

Tableau 5.2
Dépenses de R-D externes au Canada et à l'étranger
en millions de dollars

Bénéficiaire	Au Canada		À l'étranger		Total	
	1990	1991	1990	1991	1990	1991
Sociétés mères et filiales	19	22	85	103	104	125
Autres sociétés	14	31	3	—	17	31
Établissements de recherche et autres	3	4	—	—	3	4
Total	36	57	88	103	124	160

Annexes

A

Données supplementaires

A1 **Revue de l'année**

1991

17 janvier
L'Agence internationale de l'énergie (AIE), dont le siége est à Paris, a demandé à ses membres d'augmenter de 2,5 millions de barils par jour la disponsibilité du pétrole sur les marchés internationaux afin de réduire l'instabilité des prix. La contribution du Canada à cet engagement s'est chiffrée à 115 000 barils par jour. On comptait atteindre cet objectif par la limitation de la demande et par des prélèvements sur les réserves commerciales.

15 avril
Énergie, Mines et Ressources Canada a contribué une somme de 1 500 000 $ dans un ensemble de mesure interministérielles et multidisciplinaires adoptées par le Canada, en réponse à des demandes officielles de la part du Qatar et du Bahrein afin d'aider au nettoyage du déversement de pétrole suite au conflit dans le Golfe persique.

5 juillet
Le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources a rendu public, le rapport de l'Office national de l'énergie (ONE) sur l'oléoduc Sarnia — Montréal qui examine la situation et les répercussions d'une fermeture évnetuelle. On prévoyait la livraison de tout le brut encore dans le pipeline et la mise en réserve du pipeline, après son remplissage d'azote inerte, jusqu'à ce qu'il soit nécessaire de le remettre en exploitation à une date ultérieure.

11 Octobre
Lancement de la construction à Varennes, Québec du nouvel édifice qui abritera le Laboratoire de recherche en diversification énergetique (LRDE). Les activités de recherche et développement au laboratoire auront comme objectif la commercialisation à court et à moyenne terme des technologies de pointe en matière d'énergie.

29 octobre
Le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources déposait la Loi nationale sur l'efficacité énergétique et les énergies de remplacement. La loi vise à établir des normes minimales de rendement énergétique pour les appareils importés ou faisant l'objet d'un commerce interprovincial.

22 novembre
Des ententes ont été conclues par chacun des intervenants du projet pétrolier extracôtier Hibernia au sujet du partage des risques financiers. La production de pétrole proprement dite devrait débuter en 1996 et atteindre le niveau moyen maximum prévu de 110 000 barils par jour.

2 janvier
Le Règlement sur les redevances en vertu de la Loi fédérale sur les hydrocarbures a été publié dans la Gazette du Canada. Le nouveau règlement sur les redevances a pris effet le 12 décembre 1991. Le régime des redevances s'appliquera aux projets de mise en valeur des hydrocarbures entrpris dans les régions de compétence fédérale qui sont situées sur terre et au large des côtes, et qui ne sont pas actuellement sujettes à des ententes de gestion conjointes.

25 mars
Le gouvernement fédéral renonce à sa Politique sur les prises de contrôle dans le secteur du pétrole et du gaz. La loi ne permettait pas la vente d'actifs pétroliers et gaziers des sociétés sous contrôle canadien si la valeur des actifs dépassait 5 millions de dollars, à moins que la société ne soit en difficulté financière.

6 juin
Le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources ainsi que des représentants du gouvernement provincial de la Nouvelle-Ecosse ont participé à la cérémonie d'ouverture du projet de mise en valeur Cohasset.

A2 Résumé de l'offre et de la demande de pétrole[a] [b]

en milliers de mètres cubes par jour

	1990	1991	Variation %
Production			
Pétrole brut	264	264	—
Liquides de gaz naturel [c]	50	51	2
Production totale	**314**	**315**	**—**
Exportations nettes[d]			
Pétrole brut	18	30	65
Liquides de gaz naturel	19	18	– 4
Produits raffinés	16	19	19
Total des exportations nettes	**53**	**67**	**26**
Consommation			
Liquides de gaz naturel	39	42	8
Produits raffinés	243	229	– 6
Total de la consommation	**282**	**271**	**– 3**

(a) Les produits pétroliers comprennent le pétrole brut classique et brut synthétique ainsi que les liquides de gaz naturel (propane, butane et éthane) obtenus des installations de traitement et de retraitement du gaz. Les données sur la production, les exportations nettes et la consommation ne donnent pas un aperçu complet de l'équilibre entre l'offre et la demande, puisque la consommation de l'industrie elle même et les variations de ses stocks ne sont pas comprises.

(b) Les chiffres représentent l'activité totale de l'industrie et proviennent de sources diverses:

Production	— Statistique Canada (Catalogue 26-006)
Exportations nettes	— Direction du pétrole et du gaz d'EMR
Consommation	— Statistique Canada (Catalogue 45-004)

(c) Ne comprend pas la production des raffineries : 8,7 milliers de m3/j en 1990 et 9.4 milliers de m3/j en 1991.

(d) Les importations pétrolières brut (y compris les arrivages prévus en vertu d'échanges) pendant 1990 et 1991 ont atteint respectivement 86 300 m3/j et 92 000 m3/j (543 100 b/j et 578 900 b/j) ou 31% et 34% de la consommation intérieure au cours de ces périodes.

A3 Résumé de l'offre et de la demande de gaz naturel[a]

en milliers de mètres cubes par jour

	1990	1991	Variation %
Production			
Nouvelle production brute	379	401	6
moins:			
volumes injectés, retraits et redressements	75	79	5
Offre nationale	304	322	6
moins:			
Consommation du producteur	33	34	3
Production commercialisable	**271**	**288**	**6**
Exportations nettes	**110**	**129**	**18**
Consommation			
Utilisation à des fins énergétiques	139	142	2
Utilisation à d'autres fins	10	12	10
Conversion en électricité et autres énergies [b]	45	40	– 11
Total de la consommation	**194**	**194**	**—**
Exportations autorisées par l'ONE	**162**	**162**	**—**

(a) Les chiffres représentent l'activité totale de l'industrie et proviennent de sources diverses:

Production	— Statistique Canada (Catalogue 26-006)
Exportations nettes	— Direction du pétrole et du gaz d'EMR
Consommation	— Statistique Canada (Catalogue 45-004)

(b) Les montants sont ajustés pour représenter la consommation nationale totale, y compris la consommation des producteurs et les variations de leurs stocks.

A4 Prix du gaz naturel canadien

en dollars par gigajoule

	Prix au départ du gisement[a]	Prix à la frontière de l'Alberta	Prix à Toronto	Ventes pondérées réalisées en Ontario	Marché de l'Ontario		
					Résidentiel	Commercial	Industriel
1977	1,21	1,04	1,47	1,85	2,44	1,96	1,37
1978	1,44	1,28	1,77	2,14	2,74	2,22	1,90
1979	1,66	1,36	1,92	2,35	3,03	2,43	2,06
1980	2,30	1,61	2,23	2,69	3,43	2,73	2,36
1981	2,34	1,75	2,42	3,40 [b]	4,24	3,41	3,03
1982	2,53	2,01	2,80	4,16 [b]	4,93	4,12	3,70
1983	2,48	2,48	3,38	4,74 [b]	5,72	4,78	4,15
1984	2,61	2,78	3,71	4,77	5,79	4,86	4,16
1985	2,47	2,80	3,76	4,76	5,84	4,86	4,14
1986	2,32	2,80	3,78	4,73	5,79	4,81	4,04
1987				4,44	5,70	4,66	3,55
1988				4,38	5,87	4,55	3,50
1989				4,03	5,18	4,11	3,34
1990							
janv.				4,27	5,03	4,30	3,35
fév.				4,25	5,08	4,29	3,38
mars				4,26	5,08	4,34	3,41
avril				4,04	4,92	4,05	3,28
mai				4,03	5,37	4,13	3,27
juin				4,01	5,79	4,24	3,28
juil.				4,11	6,24	4,21	3,33
août				4,10	6,38	4,24	3,30
sept.				4,08	6,31	4,37	3,27
oct.				4,07	5,47	4,14	3,31
nov.				4,09	5,05	4,09	3,35
déc.				4,29	5,17	4,30	3,42
1991							
janv.				4,31	5,07	4,26	3,42
fév.				4,31	5,10	4,27	3,45
mars				4,33	5,16	4,32	3,44
avril				4,49	5,60	4,73	3,34
mai				4,22	5,48	4,46	3,31
juin				4,20	6,52	4,34	3,30
juil.				4,24	6,61	4,41	3,32
août				4,26	6,72	4,48	3,36
sept.				4,21	6,87	4,61	3,27
oct.				4,15	5,68	4,30	3,27
nov.				4,20	5,25	4,26	3,33
déc.				4,46	5,37	4,50	3,46

Source: Statistique Canada (Catalogue 55-002)

(a) Comprend les entrées supplémentaires des exportations.

(b) L'augmentation de la moyenne des ventes réalisées de 1981 à 1983 traduit la mise en place de la taxe sur le gaz naturel et les liquides de gaz naturel.

A5 Prit du pétrole brut canadien

	Prix du brut classique à la tête des puits [a]		Redevances d'indemnisation pétrolière et autres frais		Coût du pétrole brut excluant les frais de transport [b]		Coût d'acquisition pour les raffineurs à Montréal	
	$/b	$/m3	$/b	$/m3	$/b	$/m3	$/b	$/m3
1984								
10 nov	29,75	187,22	7,69	48,39	37,44	235,61	39,44	248,21
1985								
1er juin	36,40	229,06					38,30	241,02
1986								
janv.	32,79	206,34					34,96	218,93
fév.	22,20	139,70					24,18	152,16
juil.	14,60	91,88					16,58	104,34
déc.	19,23	121,01					21,30	134,04
1987								
janv.	22,74	143,10					24,87	156,51
mars	20,36	128,13					22,48	141,47
juil.	25,17	158,39					27,32	171,92
déc.	20,95	131,84					23,14	145,62
1988								
mars	17,67	111,20					19,81	124,66
juin	18,43	115,98					20,55	129,32
sept.	15,94	100,31					18,05	113,71
déc.	16,04	100,94					18,15	114,22
1989								
mars	19,84	124,83					21,99	138,34
juin	21,53	135,47					23,68	149.00
sept.	20,57	129,45					22,77	143,29
déc.	21,62	136,06					23,81	149,84
1990								
fév.	24,16	152,04					26,37	165,59
juin	16,96	106,73					19,35	121,77
août	28,26	177,84					30,64	192,82
oct.	38,71	243,60					41,11	258,71
1991								
janv.	25,17	158,39					27,60	173,69
fév.	20,08	126,36					22,51	141,66
mars	19,38	121,96					21,81	137,25
avril	20,33	127,94					22,76	143,23
mai	20,72	130,39					23,14	145,62
juin	19,68	123,85					22,10	139,08
juil.	21,41	134,73					22,83	149,96
août	21,48	135,17					23,90	150,40
sept.	21,61	135,99					24,03	151,22
oct.	22,80	143,48					25,22	158,70
nov.	22,14	139,33					24,57	154,61
déc.	18,99	119,50					21,42	134,80
1992								
janv.	18,71	117,74					21,24	133,66

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada, Direction du pétrole et du gaz

(a) A partir du 1er juin 1985 (par suite de la déréglementation), le prix à la tête des puits figurant sur ce tableau, a été calculé à partir du prix d'achat à Edmonton, moins les frais de collecte évalués à environ 4,09$/m3 (65 cents le baril).

(b) Les frais de collecte et de transport, ainsi que les frais exigibles, constituent la différence entre le prix à la tête des puits et le coût d'acquisition pour les raffineurs à Montréal. Ces frais se chiffraient à 15,92$/m3 (2,53$/b), le 1er janvier 1992.

A6 Moyenne des coûts d'acquisition du pétrole brut aux raffineries par région[a]

en dollars par mètre cube

	Colombie-Britannique	Prairies	Ontario	Québec [b]	Région de l'Atlantique [b]	Total Canada
1990						
sept.	188,38	223,35	186,29	208,97	231,49	207,11
oct.	231,43	240,01	234,57	256,62	269,04	244,29
nov.	239,10	219,93	243,74	264,18	270,51	243,59
déc.	216,36	179,73	223,05	227,74	227,61	213,93
1991						
janv.	189,07	162,64	187,99	218,21	215,22	189,79
fév.	162,54	128,92	159,84	176,20	170,21	156,76
mars	144,34	122,20	142,98	154,51	151,51	142,85
avril	134,60	133,25	134,97	142,93	139,66	136,60
mai	137,90	135,09	133,45	139,63	139,63	136,07
juin	136,34	126,42	136,38	132,02	132,02	132,40
juil.	138,78	133,66	137,43	134,68	134,68	135,54
août	142,97	132,40	142,44	139,32	139,32	138,66
sept.	145,61	133,87	143,01	145,18	145,18	141,85
oct.	146,50	142,82	146,28	151,93	151,93	147,49
nov.	151,54	137,94	148,51	158,84	158,84	150,22
déc.	140,11	118,04	140,95	146,26	146,26	136,98
1992						
janv.	125,33	114,75	129,40	136,76	136,76	128,15
fév.	124,67	118,84	127,96	139,07	139,07	128,93

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada, Direction du pétrole et du gaz

(a) La variation de la moyenne des coûts d'acquisition aux raffineries par région est attribuable à des différences de qualité et au temps écoulé entre l'achat et les dates de livraison. En estimant à six semaines le délai de livraison d'Edmonton à Montréal, les réceptions d'un mois donné à Montréal sont le résultat des achat de brut effectués au cours des deux mois précédents.

(b) Les moyennes exactes du coût d'importation du pétrole brut ne sont pas disponibles pour le Québec et la région de l'Atlantique, en raison de leur caractère confidentiel. On a donc utilisé la moyenne des coûts d'importation de l'ensemble de l'Est canadien pour le calcul des moyennes régionales du Québec et de la région de l'Atlantique.

A7 Moyenne des coûts de transport du pétrole brut à partir d'Edmonton[a]

	Vancouver	Régina	Sarnia	Toronto	Montréal
1990					
sept.	8,42	2,76	8,30	9,13	11,06
oct.	8,42	2,76	8,32	9,15	11,07
nov.	8,42	2,76	8,32	9,15	11,07
déc.	8,42	2,76	8,29	9,12	11,04
1991					
janv.	9,05	2,83	8,38	9,22	11,20
fév.	9,05	2,83	8,36	9,20	11,18
mars	9,05	2,83	8,36	9,21	11,19
avril	9,05	2,83	8,36	9,20	11,18
mai	9,05	2,83	8,34	9,19	11,17
juin	9,05	2,83	8,32	9,17	11,14
juil.	9,05	2,83	8,34	9,19	11,17
août	9,05	2,83	8,33	9,18	11,15
sept.	9,05	2,83	8,31	9,15	11,15
oct.	9,05	2,83	8,28	9,13	11,13
nov.	9,05	2,83	8,29	9,13	11,13
déc.	9,05	2,83	8,30	9,18	11,19
1992					
janv.	9,05	3,08	8,81	9,69	s/o
fév.	9,05	3,08	8,87	9,81	s/o
mars	9,05	3,08	8,87	9,81	s/o

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada, Direction du pétrole et du gaz.

(a) Comprend les tarifs des pipe-lines et les pertes inhérentes aux pipe-lines, mais ne comprend pas les frais de transport par camion.

A8 Coût d'acquisition et prix des produits au Canada

en cents per litre

	Revenu unitaire moyen en fonction des ventes totales de produits pétroliers [a]	Coût unitaire moyen d'acquisition pour les raffineries (délai de 60 jours) [b]	Différence (pour couvrir les frais et les bénéfices du raffinage et de la commercialisation plus la marge bénéficiaire du détaillant)
1985			
déc.	33,74	23,47	10,27
1986			
déc.	23,24	12,50	10,84
1987			
déc.	24,99	15,45	9,54
1988			
déc.	20,67	10,38	10,29
1989			
déc.	23,27	13,83	9,44
1990			
janv.	24,30	14,07	10,23
fév.	25,00	14,33	10,67
mars	25,12	15,11	10,01
avril	24,96	15,88	9,08
mai	25,32	15,03	10,29
juin	24,87	13,58	11,29
juil.	24,36	12,65	11,71
août	24,52	11,99	12,53
sept.	25,95	11,75	14,20
oct.	29,20	15,47	13,73
nov.	32,40	20,71	11,69
déc.	33,20	24,42	8,78
1991			
janv.	33,15	24,36	8,79
fév.	31,55	21,39	10,16
mars	29,61	18,98	10,63
avril	27,26	15,68	11,58
mai	25,49	14,29	11,20
juin	24,72	13,66	11,06
juil.	25,64	13,61	12,03
août	24,86	13,24	11,62
sept.	25,20	13,56	11,64
oct.	24,73	13,87	10,86
nov.	24,73	13,99	10,94
déc.	24,56	14,77	9,79
1992			
janv.	23,90	15,00	8,90
fev.	23,83	13,70	10,13
mars	23,42	12,82	10,60

Sources:
(a) Statistique Canada, Division des prix.
(b) Energie, Mines et Ressources Canada, Division du pétrole et du gaz.

A9 Moyenne des prix nets de certains produits pétroliers importants par catégorie commerciale et par région[a]

en cents par litre

	1990	1991	Variation [b]
Essence ordinaire sans plomb - vente au détail de produits de marque			
Région de l'Atlantique	31,6	32,4	0,8
Québec	32,6	32,2	-0,4
Ontario	29,0	27,4	-1,6
Prairies	31,0	28,1	-2,9
Région du Pacifique	33,5	30,1	-3,4
Total Canada	30,8	29,3	-1,5
Carburant diesel - catégories commerciale et industrielle			
Région de l'Atlantique	24,2	24,9	0,7
Québec	22,9	23,5	0,6
Ontario	22,8	23,5	0,7
Prairies	22,6	23,3	0,7
Région du Pacifique	23,1	23,9	0,8
Total Canada	22,9	23,7	0,8
Mazout léger - vente au détail de produits de marque			
Région de l'Atlantique	31,0	34,3	3,3
Québec	29,3	33,1	3,8
Ontario	32,5	34,5	2,0
Région du Pacifique	31,5	34,9	3,4
Total Canada	31,1	34,2	3,1
Mazout lourd #6 - toutes les catégories commerciales			
Région de l'Atlantique	12,6	10,9	-1,7
Québec	12,0	10,6	-1,4
Ontario	13,7	11,5	-2,2
Région du Pacifique	11,9	s/o	—
Total Canada	13,6	12,6	-1
Total des produits pétroliers [c] - toutes les catégories commerciales			
Région de l'Atlantique	24,9	25,7	0,8
Québec	24,3	25,1	0,8
Ontario	25,8	26,8	1,0
Prairies	27,5	27,5	—
Région du Pacifique	28,0	27,9	-0,1
Total Canada	26,1	26,6	-0,5

Source: Statistique Canada, Division des prix.

(a) Les moyennes pondérées des prix figurant sur ce tableau sont calculées à partir des données sur le volume et le revenu des ventes. Ces données proviennent d'une étude menée auprès des grandes raffineries et portent sur un large éventail de produits et de classes commerciales spécifiques. Les taxes provinciales sur les carburants, les taxes fédérales d'accise et de vente et les marges bénéficiaires des détaillants ont été déduites des prix.

(b) Il s'agit des changements dans les prix nets par rapport à la même période de l'année précédente.

(c) Il s'agit de la somme des produits pétroliers de l'échantillon de l'examen de Statistique Canada.

A10 Prix de certain produits pétroliers importants vendus à des revendeurs privés

	1990		1991	
	Prix cents le litre	Part du marché[a] %	Prix cents le litre	Part du marché[a] %
Essence super sans plomb				
Québec	26,2	16,0	24,8	18,5
Ontario	26,2	14,1	26,0	15,9
Prairies	23,8	10,0	21,8	9,9
Essence ordinaire sans plomb				
Québec	23,0	17,1	21,9	20,5
Ontario	23,6	23,9	22,9	27,1
Prairies	23,0	11,3	20,9	15,6
Carburant diesel				
Québec	21,0	15,8	21,1	18,0
Ontario	20,8	11,4	20,7	11,7
Mazout léger				
Québec	20,2	27,2	21,9	28,1
Ontario	21,2	32,2	21,1	34,3
Pacifique	23,7	15,5	24,9	15,6

Source: Statistique Canada, Division des prix.
(a) Estimation de la part du marché des ventes des raffineurs déclarants, à l'exception des importations.

A11 Volumes des ventes de produits pétroliers: raffineurs et distributeurs

en million de mètres cubes

	Nationales			Régionales			Total		
	1990	1991	Varia. %	1990	1991	Varia. %	1990	1991	Varia. %
Produits propres	46,2	47,1	2	22,4	8,0	68,5	68,5	71,3	4
Produits lourds et spécialisés	11,9	8,4	– 29	6,7	5,6	– 17	18,6	14,0	– 25
Total des ventes	**58.0**	**55,5**	**– 4**	**29,1**	**29,8**	**3**	**87,1**	**85,3**	**– 2**
moins:									
Exportations	3,3	4,1	24	4,6	6,0	30	7,9	10,1	27
Ventes brutes au Canada	**54,7**	**51,4**	**– 6**	**24,4**	**23,8**	**– 2**	**79,2**	**75,2**	**– 5**
moins:									
Ventes à d'autres raffineur	—	—	—	0,1	—	– 100	0,1	—	– 100
Ventes nettes au Canada	**54,7**	**51,4**	**– 6**	**24,4**	**23,8**	**– 2**	**79,1**	**75,2**	**– 5**

A12 Bénéfices nets par secteur d'activité et par segment

en millions de dollars

	1990	1991		Variation %
Sociétés sous contrôle canadien				
Amont	801	– 580	– 1 381	—
Aval	279	– 471	– 751	—
Autres activités au Canada	– 77	– 48	28	—
Activités à l'étranger	41	– 87	– 128	—
Total, sociétés sous contrôle canadien	**1 045**	**– 1 186**	**– 2 232**	**—**
Sociétés sous contrôle étranger				
Amont	910	– 663	– 1 572	—
Aval	224	– 129	– 353	—
Autres activités au Canada	– 41	– 413	– 372	—
Activités à l'étranger	114	25	– 89	– 78
Total, sociétés sous contrôle étranger	**1 207**	**– 1 179**	**– 2 386**	**—**
Total de l'industrie				
Amont	1 711	– 1 243	– 2 954	—
Aval	503	– 600	– 1 103	—
Autres activités au Canada	– 118	– 461	– 343	—
Activités à l'étranger	156	– 62	– 217	—
Total global	**2 252**	**– 2 366**	**– 4 618**	**—**

A13 Taux de rendement: industrie pétrolière canadienne

en pourcentage

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	Moyenne de cinq ans[a] se terminant en 1990	1991
De la moyenne du capital utilisé								
Amont								
Sociétés sous contrôle canadien	–4,4	4,9	4,3	2,8	5,1	–0,3	2,3	3,4
Sociétés sous contrôle étranger	3,8	8,8	3,0	3,2	4,2	–0,9	4,3	3,3
Total de l'industrie	–1,0	6,5	3,6	3,1	4,6	–0,6	3,3	3,3
Aval [b]								
Sociétés sous contrôle canadien	6,0	3,9	6,7	4,5	5,0	–7,1	5,2	2,5
Sociétés sous contrôle étranger	8,2	8,2	9,3	6,6	2,1	—	6,6	4,9
Total de l'industrie	7,2	6,4	8,2	5,8	3,2	–2,8	6,0	3,9
Total des activités [c]								
Sociétés sous contrôle canadien	–4,6	4,8	4,6	3,6	5,3	–0,9	2,4	3,5
Sociétés sous contrôle étranger	4,4	8,3	5,0	4,2	4,5	–0,8	5,2	4,0
Total de l'industrie*	–0,9	6,3	4,8	3,9	4,8	–0,8	3,8	3,8
*Memo:								
Raffineurs/comm. nationaux	7,0	5,9	6,7	5,4	0,6	–5,5	4,9	2,4
Raffineurs/comm. régionaux	7,8	7,7	12,0	6,5	8,5	2,5	8,4	7,2
De la moyenne de l'avoir propre								
Total des activités [c]								
Sociétés sous contrôle canadien	–19,9	5,2	4,9	2,5	5,4	–6,1	–0,4	2,3
Sociétés sous contrôle étranger	5,9	12,4	6,0	4,0	5,7	–6,0	6,7	4,3
Total de l'industrie	–7,6	8,8	5,5	3,3	5,6	–6,0	3,2	3,3

(a) Moyenne pondérée sur cinq ans.
(b) Dans le présent tableau, le terme aval désigne uniquement les activités liées aux produits pétroliers, c.-à-d. qu'il exclut les activités pétrochimiques et les autres activités aval.
(c) Activités amont, aval (comprenant aussi les activités pétrochimiques et les autres activités aval), "Autres activités au Canada" et les activités à l'étranger.

A14 Taux de rendement: industries non financières excluant le pétrole

en pourcentage

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	Moyenne de cinq ans se terminant en 1990	Moyenne de cinq ans se terminant en 1991
Rendement de l'avoir propre des actionnaires [a]								
Industries non financières excluant le pétrole	11,2	12,8	14,5	11,4	5,1	0,7	11,0	8,9
Industrie pétrolière [b]	-12,5	6,8	7,3	4,6	5,5	-2,4	2,3	4,3
Rendement du capital utilisé [c]								
Industries non financières excluant le pétrole	9,1	9,8	10,4	9,0	5,8	2,5	8,8	7,5
Industrie pétrolière [b]	-0,8	5,5	6,1	4,7	4,9	1,9	4,1	4,6

Source: Statistique Canada 61-008, Trimestriel des sociétés industrielles.

(a) Le rendement de l'avoir propre des actionnaires se définit comme le profit net après impôts et frais extraordinaires, divisé par la valeur comptable moyenne de l'avoir propre des actionnaires. Il sert à mesurer le rendement des investissements des actionnaires (capital libéré des actionnaires et bénéfices non répartis). Cette mesure est souvent utilisée pour comparer le rendement de sociétés de taille et de type différents.

(b) Comprend aussi les activités de vente en gros et au détail, le forage contractuel, les pipe-lines de pétrole et les autres services liés aux produits pétroliers et gaziers.

(c) Le capital utilisé se définit comme étant l'actif total moins le passif courant. Les montants des bénéfices nets utilisés pour calculer le taux de rendement du capital utilisé ont été ajustés en additionnant l'intérêt versé sur les emprunts après impôts.

A15 Taux de réinvestissement

en pourcentage

	Total [a]		En amont [b]		En amont [c] et en aval	
	1990	1991	1990	1991	1990	1991
Sociétés intégrées et raffineurs	**82**	**123**	**55**	**104**	**65**	**113**
Producteurs de pétrole et de gaz						
Grands producteurs	86	123	81	113	81	118
Petits producteurs	113	138	118	141	118	140
Total, producteurs de pétrole et de gaz	94	127	91	120	91	124
Total de l'industrie	**90**	**126**	**80**	**116**	**80**	**120**
Sous contrôle canadien	101	135	97	127	93	130
Sous contrôle étranger	81	118	67	107	70	112

(a) Le total des dépenses en capital (excluant les subventions d'encouragement, les contributions et les autres recettes) est exprimé en pourcentage du total des ressources d'autofinancement. Les calculs ne tiennent pas compte de l'évolution des stocks. Si cette évolution avait été incluse, le taux de réinvestissement aurait été de 143% en 1991, comparativement à 79% en 1990.

(b) Dépenses en capital dans le secteur amont au Canada (excluant les subventions d'encouragement, les contributions et les autres recettes), exprimées en pourcentage des ressources d'autofinancement amont.

(c) Dépenses nettes en capital amont et aval 'liées au pétrole' effectuées au Canada, exprimées en pourcentage des ressources d'autofinancement découlant des activités liées au pétrole.

A16 Dépenses d'exploration brute au Canada, par région

en millions de dollars

	1990	1991	Variation %
Terres provinciales			
Colombie-Britannique	476	458	- 4
Alberta	1 880	1 598	- 15
Saskatchewan	133	88	- 34
Autres provinces	15	22	46
Total, terres provinciales	**2 504**	**2 167**	**- 13**
Terres du Canada			
Mer de Beaufort	57	37	- 35
Est du Labrador	76	78	3
Secteur sud du plateau de l'Atlantique	70	58	- 17
Autres terres du Canada	203	173	- 15
Total, terres du Canada	**2 707**	**2 340**	**- 14**
Total, Canada	—	—	—

A17 Puits achevés et mètres de forage au Canada

	Exploration			Mise en valeur		
	1990	1991	Variation %	1990	1991	Variation %
Puits achevés						
en nombre de puits						
Colombie-Britannique	135	122	- 10	144	109	- 24
Alberta	2 166	1 804	- 17	1 876	2 030	8
Saskatchewan	394	288	- 27	964	810	- 16
Autres provinces	61	34	- 44	123	90	- 27
Nord du Canada[a]	16	12	- 25	—	2	—
Zones extracôtières [b]	1	5	—	—	3	—
Total	**2 773**	**2 265**	**- 18**	**3 107**	**3 044**	**- 2**
Mètres de forage						
en milliers						
Colombie-Britannique	242	223	- 8	216	179	- 17
Alberta	2 968	2 425	- 18	2 132	2 323	9
Saskatchewan	398	286	- 28	834	787	- 6
Autres provinces	44	36	- 18	89	66	- 12
Nord du Canada[a]	23	12	- 48	—	8	—
Zones extracôtières [b]	3	11	267	—	8	—
Total	**3 678**	**2 993**	**- 19**	**3 271**	**3 371**	**3**

Source: Oilweek, le 17 février 1992.

(a) Tout le territoire canadien situé au nord du 60e parallèle, y compris la Baie d'Hudson.

(b) Les régions extracôtières situées au large des côtes Est et Ouest.

A18 Comparaison des frais d'intérêt et des bénéfices avant intérêts et impôts en 1991[a]

en millions de dollars

	(1) Bénéfices avant intérêts et impôts	(2) Frais d'intérêt subis	(3) Couverture de l'intérêt (fois)
Sociétés intégrées et raffineurs	—	—	—
Producteurs de pétrole et de gaz			
Grands producteurs	-940	387	-2,4
Petits producteurs	-88	1 285	-0,1
Total, producteurs de pétrole et de gaz	-290	2 276	-0,1
Total de l'industrie [b]	-306	1 077	-0,3
Sous contrôle canadien	16	1 199	—
Sous contrôle étranger	—	—	—

(a) Les données de la colonne 1 représentent le total des bénéfices de l'ensemble des activités avant impôts et paiements d'intérêt, alors que la colonne 2 indique le total des frais d'intérêt subis (dépensés et capitalisés). La colonne 3 indique le rapport de la colonne1 à la colonne 2.

(b) En plus de 2,1 milliards de dollars de frais d'intérêt dépensés en 1991, il y a eu capitalisation de 131 millions de dollars, le plupart par des sociétés sans contrôle étranger.

A19 Paiements de dividendes

	1990	1991	1990	1991
	en millions de dollars		en pourcentage des bénéfices nets[a]	
Sociétés intégrées et raffineurs	**703**	**684**	**58**	**- 72**
Producteurs de pétrole et de gaz				
Grands producteurs	853	568	110	- 183
Petits producteurs	116	122	44	- 11
Total, producteurs de pétrole et de gaz	969	690	93	- 48
Total de l'industrie	**1 671**	**1 354**	**74**	**- 57**
Sous contrôle canadien	645	513	62	- 43
Sous contrôle étranger	1 026	842	85	- 71

(a) Obtenus en divisant les dividendes payés par chaque groupe de sociétés, par les bénéfices nets tirés de l'ensemble des activités (annexes B1 à B7 et B10).

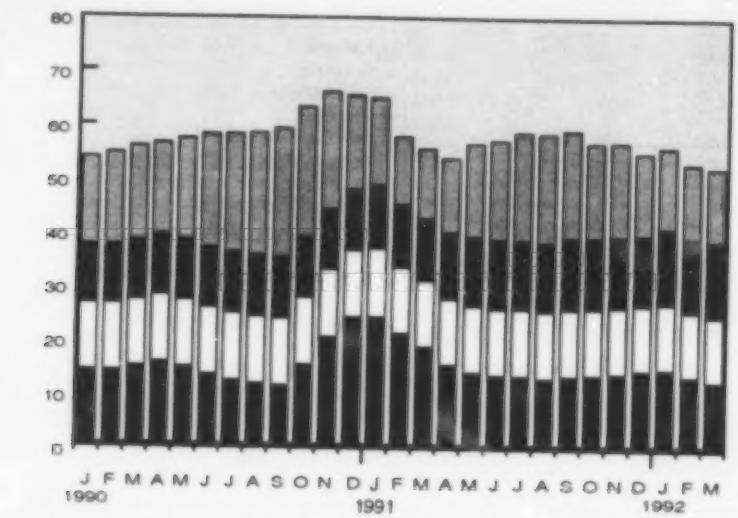
A20 État des revenus et dépenses

en pourcentage des revenus

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
Amont										
Revenu	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Redevances et autres paiements	26	26	24	23	19	17	16	16	16	15
TRPG et autres taxes	9	8	8	7	3	—	—	—	—	—
Frais d'intérêt	7	6	6	6	10	9	9	7	6	6
Frais d'exploitation et autres éléments de caisse	19	18	18	20	32	29	38	37	34	40
Impôts sur le revenu courants	8	11	11	11	5	6	—	2	5	4
Ressources d'autofinancement	26	31	32	34	32	38	37	37	39	34
Dépréciation, épuisement et amortissement	8	12	10	11	25	20	24	24	22	38
Autres frais hors caisse	5	4	4	4	7	5	9	7	6	5
Impôts sur le revenu reportés	5	5	6	6	—	2	1	3	3	– 2
Gains extraordinaires	—	—	—	– 1	– 12	—	1	—	—	—
Bénéfices nets	9	11	11	12	– 11	11	5	4	8	– 7
Aval										
Revenu	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Taxes de vente, d'accise et autre taxes	6	6	6	7	11	15	16	17	16	11
Coût des marchandises vendues	80	83	80	79	68	64	58	59	61	67
Frais d'intérêt	1	1	1	1	—	—	—	1	1	1
Frais d'exploitation et autres éléments de caisse	10	10	9	10	13	13	14	15	16	17
Impôts sur le revenu courants	– 1	– 1	—	—	2	2	3	2	2	—
Ressources d'autofinancement	4	3	3	3	6	6	9	7	4	3
Dépréciation, épuisement et amortissement	2	2	2	3	2	3	3	3	3	6
Autres frais hors caisse	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Impôts sur le revenu reportés	1	1	—	—	—	—	1	—	—	– 1
Gains extraordinaires	—	—	—	—	– 1	—	—	—	—	– 2
Bénéfices nets	1	—	1	1	3	3	5	3	2	3

A21 Prix moyen au détail de l'essence au Canada

en cents par litre



Source: Direction du pétrole et du gaz d'ÉMR.

(a) Les coûts et les profits de raffinage et de commercialisation (R et C) représentent le bénéfice résiduel disponible pour recouvrer les coûts liés au raffinage, à la commercialisation, au transport et à la distribution et pour permettre un rendement sur l'investissement et une marge bénéficiaire au détaillant.

A22 Participation et contrôle canadiens par groupe de sociétés et par type d'activité

en pourcentage

	Participation		Contrôle	
	1990	1991	1990	1991
Revenus liés au pétrole[a]				
Sociétés intégrées et raffineurs	44,6	43,8	32,6	32,0
Producteurs de pétrole et de gaz naturel	48,6	50,0	53,2	53,8
Total de l'industrie	**45,7**	**45,5**	**38,1**	**38,0**
Revenus du secteur amont				
Sociétés intégrées et raffineurs	39,0	37,6	20,5	21,5
Producteurs de pétrole et de gaz naturel	46,4	48,5	51,0	52,0
Total de l'industrie	**44,0**	**45,2**	**40,9**	**42,8**
Autres moyens de mesure				
Revenus				
Gaz naturel	44,0	44,6	42,5	42,9
Pétrole brut	43,5	42,9	39,1	41,5
Aval	46,7	45,8	36,4	35,1
Dépenses d'exploration	**52,1**	**51,9**	**53,3**	**53,1**
Total des actifs au Canada	**49,2**	**49,4**	**44,5**	**45,7**

(a) Beaucoup de sociétés sont engagées dans des activités qui ne sont pas liées au domaine du pétrole et qui ne sont donc pas indiquées ici. Les revenus des activités amont et aval ont été utilisés à titre de substitut pour des données plus spécifiques reflétant chaque aspect de l'industrie canadienne du pétrole.

A23 Dépenses de recherche et développement internes

en millions de dollars

	1990			1991		
	Fonds des sociétés[a]	Fonds du gouvernement	Total	Fonds des sociétés[a]	Fonds du gouvernement	Total
Amont						
Exploration et production classique	37,7	0,1	37,8	36,3	0,3	36,6
Récupération assistée	10,4	0,1	10,5	5,4	0,2	5,6
Bitume						
Extraction en surface	24,8	4,4	29,2	24,9	0,2	25,1
In-situ	32,8	2,7	35,5	36,7	2,4	39,0
Total du bitume	57,6	7,1	64,7	61,5	2,6	64,1
Total amont	105,7	7,3	113,0	103,2	3,0	106,3
Raffinage	62,2	0,1	62,3	55,6	—	55,6
Autres						
Autres domaines liés à l'énergie	6,8	0,3	7,2	9,3	0,2	9,5
Autres domaines non énergétiques	2,8	0,6	3,4	3,9	0,7	4,6
Total, autres domaines	9,7	0,9	10,6	13,2	0,9	14,1
Total des dépenses	**177,6**	**8,3**	**185,8**	**172,0**	**4,0**	**175,9**

(a) Les fonds des sociétés comprennent les fonds internes, les fonds provenant des filiales et des sociétés affiliées, ainsi que d'autres fonds de travaux effectués à contrat par l'entreprise énergétique déclarante.

B

Ensemble des résultats de l'Examen

B1

État des revenus et dépenses – ensemble des activités
Ensemble de l'industrie
en millions de dollars

	Activités amont			Activités aval			Autres activités			Activités à l'étranger			Total des activités		
	1990	1991	Varia. %	1990	1991	Varia. %	1990	1991	Varia. %	1990	1991	Varia. %	1990	1991	Varia. %
Recettes totales	20 908	18 067	-13,6	32 869	28 954	-11,9	2 354	2 109	-10,4	2 003	2 133	6,5	58 134	51 263	-11,8
Redevances et autres paiements	3 260	2 682	-17,7	—	—	—	—	—	—	—	—	—	3 260	2 682	-17,7
Taxes de vente, d'accise et autres taxes	—	—	—	5 123	3 225	-37,0	13	1	-93,3	154	111	-27,6	5 290	3 338	-36,9
Recettes nettes après redevances et taxes	17 648	15 385	-12,8	27 745	25 729	-7,3	2 341	2 108	-10,0	1 849	2 022	9,3	49 584	45 244	-8,8
Coût des biens vendus	—	—	—	20 167	19 501	-3,3	1 283	1 168	-9,0	692	877	26,7	22 142	21 546	-2,7
Frais d'intérêt	1 273	1 152	-9,6	323	309	-4,4	860	661	-23,1	28	23	-15,9	2 484	2 145	-13,6
Frais d'exploitation	6 893	7 137	3,5	5 198	4 902	-5,7	811	621	-23,4	392	544	38,7	13 294	13 205	-0,7
Frais de R-D (excluant sables pétrolifères)	64	65	1,5	99	116	17,0	1	—	-98,0	8	9	13,9	172	190	10,7
Autres frais	122	80	-34,7	-3	3	—	46	43	-6,7	8	6	-26,4	174	132	-23,8
Frais de R-D des sables pétrolifères	47	65	39,8	—	—	—	—	—	—	—	—	40,8	47	66	39,8
Dépenses E&M	1 167	873	-25,2	—	—	—	32	9	-72,2	107	127	19,0	1 306	1 009	-22,8
Dépréciation	1 207	1 352	12,0	911	913	0,3	206	155	-24,7	67	76	12,1	2 391	2 496	4,4
Épuisement	2 818	2 844	0,9	—	—	—	17	14	-20,4	268	249	-7,2	3 103	3 107	0,1
Amortissement	654	2 724	316,7	71	700	—	-237	215	—	2	145	—	489	3 784	—
Frais non monétaires et E&M	5 893	7 858	33,4	981	1 613	64,4	18	393	—	444	596	34,3	7 336	10 460	42,6
Revenu avant impôts	3 403	-906	—	979	-716	—	-678	-778	—	278	-34	—	3 982	-2 436	—
Impôt fédéral [a]	912	582	-36,2	465	36	-92,3	-176	-192	—	93	30	-67,2	1 294	456	-64,8
Impôts provinciaux	218	128	-41,2	177	1	-99,6	-111	-132	—	2	5	107,9	286	2	-99,3
Impôts courants	1 130	710	-37,2	641	37	-94,3	-286	-324	—	95	35	-63,2	1 580	458	-71,0
Revenu après impôts courants	2 273	-1 616	—	338	-753	—	-391	-455	—	182	-69	—	2 402	-2 993	—
Impôts reportés	528	-329	—	-164	-228	—	-277	6	—	39	-7	—	126	-559	—
Bénéfices nets après impôts	1 745	-1 287	—	502	-524	—	-115	-460	—	144	-62	—	2 276	-2 334	—
Postes extraordinaires	-34	45	—	2	-76	—	-3	—	—	12	—	-100,0	-24	-32	—
Bénéfices nets après postes extraordinaires	1 711	-1 243	—	503	-600	—	-117	-461	—	155	-62	—	2 252	-2 366	—
Ressources d'autofinancement	8 166	6 242	-23,6	1 319	860	-34,8	-373	-62	—	627	527	-15,8	9 738	7 567	-22,3

(a) L'impôt sur les grandes sociétés est inclus dans cette sous-division.

B2

État des revenus et dépenses – ensemble des activités

Sociétés intégrées et raffineurs

en millions de dollars

	Activités amont			Activités aval			Autres activités			Activités à l'étranger			Total des activités		
	1990	1991	Varia. %	1990	1991	Varia. %	1990	1991	Varia. %	1990	1991	Varia. %	1990	1991	Varia. %
Recettes totales	6 802	5 454	-19,8	32 315	28 473	-11,9	1 366	1 225	-10,3	385	333	-13,3	40 867	35 485	-13,2
Redevances et autres paiements	945	731	-22,7	—	—	—	—	—	—	—	—	—	945	731	-22,7
Taxes de vente, d'accise et autres taxes	—	—	—	5 123	3 225	-37,0	13	1	-93,1	1	1	0,2	5 137	3 227	-37,2
Recettes nettes après redevances et taxes	5 857	4 723	-19,3	27 192	25 247	-7,2	1 353	1 224	-9,5	384	333	-13,3	34 785	31 527	-9,4
Coût des biens vendus	—	—	—	19 907	19 270	-3,2	1 097	961	-12,4	324	269	-16,9	21 328	20 501	-3,9
Frais d'intérêt	41	23	-42,5	311	294	-5,5	742	561	-24,3	20	14	-32,0	1 113	893	-19,8
Frais d'exploitation	2 524	2 465	-2,3	4 987	4 733	-5,1	254	127	-50,1	33	35	7,0	7 798	7 360	-5,6
Frais de R-D (excluant sables pétrolifères)	57	44	-22,0	99	116	17,0	—	—	-100,0	—	—	—	156	160	2,6
Autres frais	8	12	54,7	-3	3	—	46	29	-36,1	—	—	—	51	44	-12,5
Frais de R-D des sables pétrolifères	28	34	21,9	—	—	—	—	—	—	—	—	—	28	34	21,9
Dépenses E&M	359	266	-26,0	—	—	—	5	2	-61,0	38	41	8,4	402	309	-23,1
Dépréciation	406	506	24,6	864	880	1,9	88	75	-14,5	3	3	-9,5	1 361	1 464	7,6
Épuisement	577	554	-4,0	—	—	—	1	1	22,8	16	19	14,7	594	574	-3,4
Amortissement	136	433	219,1	72	705	—	-193	111	—	-11	34	—	4	1 284	—
Frais non monétaires et E&M	1 506	1 792	19,1	936	1 585	69,4	-100	189	—	46	97	110,2	2 388	3 664	53,4
Revenu avant impôts	1 722	387	-77,5	954	-754	—	-686	-644	—	-40	-83	—	1 950	-1 095	—
Impôt fédéral [a]	454	301	-33,6	456	41	-91,0	-175	-203	—	11	3	-74,1	746	142	-80,9
Impôts provinciaux	197	137	-30,4	172	-1	—	-107	-132	—	4	2	-62,5	267	6	-97,9
Impôts courants	651	439	-32,6	628	40	-93,7	-282	-335	—	15	4	-70,9	1 013	148	-85,4
Revenu après impôts courants	1 071	-52	—	326	-794	—	-404	-309	—	-55	-88	—	938	-1 242	—
Impôts reportés	116	-157	—	-157	-237	—	-232	13	—	-6	-14	—	-279	-395	—
Bénéfices nets après impôts	955	105	-89,0	483	-557	—	-173	-322	—	-49	-74	—	1 217	-848	—
Postes extraordinaires	—	—	—	2	-76	—	-3	—	—	—	—	—	-1	-76	—
Bénéfices nets après postes extraordinaires	955	105	-89,0	485	-633	—	-175	-322	—	-49	-74	—	1 215	-924	—
Ressources d'autofinancement	2 577	1 740	-32,5	1 262	791	-37,3	-504	-119	—	-9	9	—	3 326	2 422	-27,2

(a) L'impôt sur les grandes sociétés est inclus dans cette sous-division.

B3

État des revenus et dépenses – ensemble des activités

Petits producteurs de pétrole et de gaz

en millions de dollars

	Activités amont			Activités aval			Autres activités			Activités à l'étranger			Total des activités		
	1990	1991	Varia. %	1990	1991	Varia. %	1990	1991	Varia. %	1990	1991	Varia. %	1990	1991	Varia. %
Recettes totales	3 673	3 398	-7,5	34	23	-31,8	243	304	25,2	574	429	-25,2	4 524	4 155	-8,2
Redevances et autres paiements	617	575	-7,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	617	575	-7,0
Taxes de vente, d'accise et autres taxes	—	—	—	—	—	—	—	—	-100,0	55	39	-29,8	55	39	-30,3
Recettes nettes après redevances et taxes	3 055	2 824	-7,6	34	23	-31,8	242	304	25,4	519	390	-24,8	3 851	3 542	-8,0
Coût des biens vendus	—	—	—	—	—	—	5	7	20,6	—	—	—	5	7	20,6
Frais d'intérêt	392	354	-9,8	—	—	—	18	20	8,1	4	4	-15,6	415	377	-9,0
Frais d'exploitation	1 109	1 254	13,1	33	11	-66,1	168	200	19,3	164	146	-10,8	1 473	1 611	9,3
Frais de R-D (excluant sables pétrolifères)	1	1	-17,9	—	—	—	—	—	-21,4	—	—	—	1	1	-17,9
Autres frais	84	62	-26,2	—	—	—	10	15	47,9	6	2	-61,9	101	80	-20,7
Frais de R-D des sables pétrolifères	1	2	39,6	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1	2	39,6
Dépenses E&M	152	139	-9,1	—	—	—	—	—	—	—	2	377,6	153	140	-8,2
Dépréciation	191	200	5,0	6	3	-51,8	15	19	26,4	17	14	-18,0	228	236	3,3
Épuisement	892	873	-2,1	—	—	—	—	8	—	119	103	-13,4	1 011	983	-2,7
Amortissement	78	1 373	—	—	-1	—	3	32	—	21	18	-12,7	102	1 423	—
Frais non monétaires et E&M	1 313	2 586	96,9	6	2	-69,9	18	59	231,3	157	137	-12,9	1 494	2 784	86,3
Revenu avant impôts	156	-1 432	—	-4	10	—	23	4	-83,1	187	101	-46,0	361	-1 317	—
Impôt fédéral(a)	62	67	8,8	—	—	—	17	8	-56,6	37	-9	—	116	66	-43,3
Impôts provinciaux	-84	-79	—	—	—	—	—	1	50,9	—	—	-100,0	-84	-79	—
Impôts courants	-23	-12	—	—	—	—	18	8	-53,6	37	-9	—	32	-13	—
Revenu après impôts courants	178	-1 420	—	-4	10	—	5	-4	—	150	110	-26,7	329	-1 304	—
Impôts reportés	59	-158	—	—	—	—	-4	-3	—	19	32	67,5	74	-129	—
Bénéfices nets après impôts	120	-1 262	—	-4	10	—	9	-2	—	131	79	-40,2	256	-1 175	—
Postes extraordinaires	5	45	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	5	44	—
Bénéfices nets après postes extraordinaires	124	-1 217	—	-4	10	—	9	-2	—	131	79	-40,2	261	-1 131	—
Ressources d'autofinancement	1 492	1 166	-21,8	2	12	—	23	54	135,9	308	247	-19,6	1 824	1 479	-18,9

(a) L'impôt sur les grandes sociétés est inclus dans cette sous-division.

B4

État des revenus et dépenses – ensemble des activités

Grands producteurs de pétrole et de gaz

en millions de dollars

	Activités amont			Activités aval			Autres activités			Activités à l'étranger			Total des activités		
	1990	1991	Varia. %	1990	1991	Varia. %	1990	1991	Varia. %	1990	1991	Varia. %	1990	1991	Varia. %
Recettes totales	10 434	9 215	-11,7	519	458	-11,8	746	580	-22,2	1 045	1 371	31,2	12 743	11 623	-8,8
Redevances et autres paiements	1 698	1 377	-18,9	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1 698	1 377	-18,9
Taxes de vente, d'accise et autres taxes	—	—	—	—	—	—	—	—	—	98	72	-26,6	98	72	-26,6
Recettes nettes après redevances et taxes	8 736	7 838	-10,3	519	458	-11,8	746	580	-22,2	947	1 299	37,2	10 948	10 175	-7,1
Coût des biens vendus	—	—	—	260	231	-11,2	180	200	10,9	368	608	65,2	808	1 039	28,6
Frais d'intérêt	840	774	-7,9	12	15	21,1	100	80	-19,7	3	6	87,0	956	875	-8,4
Frais d'exploitation	3 260	3 419	4,9	178	158	-11,3	389	294	-24,4	196	362	85,7	4 023	4 234	5,2
Frais de R-D (excluant sables pétrolifères)	6	20	209,7	—	—	—	—	—	-100,0	8	9	13,9	15	29	99,7
Autres frais	30	6	-81,4	—	—	—	-9	-1	—	2	3	106,4	22	8	-63,4
Frais de R-D des sables pétrolifères	17	29	68,8	—	—	—	—	—	—	—	—	40,8	18	30	68,6
Dépenses E&M	656	468	-28,6	—	—	—	28	7	-74,1	68	84	22,9	752	560	-25,6
Dépréciation	611	646	5,8	41	30	-26,4	103	61	-41,0	47	59	24,2	802	796	-0,8
Épuisement	1 349	1 418	5,1	—	—	—	16	5	-69,2	133	127	-4,4	1 499	1 550	3,4
Amortissement	441	918	108,4	-2	-4	—	-47	72	—	-8	92	—	384	1 077	180,8
Frais non monétaires et E&M	3 074	3 480	13,2	39	26	-33,6	100	144	44,4	241	362	50,5	3 454	4 013	16,2
Revenu avant impôts	1 525	139	-90,9	29	28	-4,6	-15	-139	—	130	-52	—	1 670	-23	—
Impôt fédéral (a)	396	213	-46,2	9	-5	—	-18	4	—	45	37	-19,0	433	248	-42,6
Impôts provinciaux	105	70	-33,1	4	2	-46,7	-4	-1	—	-2	3	—	103	75	-26,9
Impôts courants	502	284	-43,5	13	-3	—	-22	3	—	43	40	-7,4	535	323	-39,6
Revenu après impôts courants	1 023	-144	—	16	31	92,2	7	-142	—	88	-91	—	1 134	-346	—
Impôts reportés	353	-14	—	-7	8	—	-41	-5	—	26	-24	—	331	-35	—
Bénéfices nets après impôts	670	-130	—	23	22	-1,2	49	-137	—	62	-67	—	803	-311	—
Postes extraordinaires	-39	—	—	—	—	—	—	—	—	12	—	-100,0	-27	—	—
Bénéfices nets après postes extraordinaires	631	-130	—	23	22	-1,2	49	-137	—	73	-67	—	776	-311	—
Ressources d'autofinancement	4 097	3 335	-18,6	55	57	2,8	108	3	-97,3	328	271	-17,5	4 589	3 666	-20,1

(a) L'impôt sur les grandes sociétés est inclus dans cette sous-division

B5

État des revenus et dépenses – ensemble des activités
Total des producteurs de pétrole et de gaz
en millions de dollars

	Activités amont			Activités aval			Autres activités			Activités à l'étranger			Total des activités		
	1990	1991	Varia. %	1990	1991	Varia. %	1990	1991	Varia. %	1990	1991	Varia. %	1990	1991	Varia. %
Recettes totales	14 107	12 613	-10,6	554	481	-13,0	989	884	-10,6	1 618	1 800	11,2	17 267	15 778	-8,6
Redevances et autres paiements	2 315	1 952	-15,7	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2 315	1 952	-15,7
Taxes de vente, d'accise et autres taxes	—	—	—	—	—	—	—	—	-100,0	153	110	-27,8	153	110	-28,0
Recettes nettes après redevances et taxes	11 791	10 662	-9,6	554	481	-13,0	988	884	-10,5	1 466	1 689	15,2	14 799	13 716	-7,3
Coût des biens vendus	—	—	—	260	231	-11,2	186	207	11,2	368	608	65,2	814	1 045	28,5
Frais d'intérêt	1 233	1 128	-8,5	12	15	22,4	118	100	-15,5	7	10	27,4	1 371	1 252	-8,6
Frais d'exploitation	4 369	4 673	6,9	211	169	-19,9	557	494	-11,2	359	509	41,6	5 497	5 845	6,3
Frais de R-D (excluant sables pétrolifères)	7	21	187,3	—	—	—	—	—	-94,3	8	9	13,9	15	30	94,1
Autres frais	114	68	-40,7	—	—	—	1	14	—	8	6	-26,4	123	88	-28,5
Frais de R-D des sables pétrolifères	19	31	67,1	—	—	—	—	—	—	—	—	40,8	19	31	66,9
Dépenses E&M	808	607	-24,9	—	—	—	28	7	-74,1	69	86	24,8	905	700	-22,6
Dépréciation	801	846	5,6	47	33	-29,4	118	80	-32,3	64	73	13,2	1 031	1 032	0,1
Épuisement	2 241	2 290	2,2	—	—	—	16	13	-22,6	252	230	-8,6	2 509	2 533	0,9
Amortissement	518	2 291	342,2	-2	-5	—	-44	104	—	13	110	—	485	2 500	—
Frais non monétaires et E&M	4 387	6 066	38,3	45	28	-38,3	118	203	72,5	398	499	25,5	4 948	6 796	37,3
Revenu avant impôts	1 681	-1 293	—	25	38	54,1	8	-135	—	318	49	-84,4	2 031	-1 340	—
Impôt fédéral (a)	458	280	-38,8	9	-5	—	-1	11	—	82	28	-66,3	548	314	-42,8
Impôts provinciaux	21	-9	—	4	2	-46,7	-4	—	—	-2	3	—	19	-4	—
Impôts courants	479	271	-43,4	13	-3	—	-5	11	—	80	31	-61,7	567	310	-45,3
Revenu après impôts courants	1 202	-1 564	—	12	41	254,1	13	-146	—	238	19	-92,1	1 464	-1 650	—
Impôts reportés	412	-172	—	-7	8	—	-45	-8	—	45	7	-84,0	406	-164	—
Bénéfices nets après impôts	790	-1 392	—	18	33	78,8	58	-138	—	193	12	-94,0	1 059	-1 486	—
Postes extraordinaires	-34	45	—	—	—	—	—	—	—	12	—	-100,0	-22	44	—
Bénéfices nets après postes extraordinaires	756	-1 347	—	18	33	78,8	58	-139	—	205	12	-94,3	1 037	-1 442	—
Ressources d'autofinancement	5 589	4 501	-19,5	57	69	21,1	131	57	-56,1	636	518	-18,5	6 412	5 146	-19,8

(a) L'impôt sur les grandes sociétés est inclus dans cette sous-division.

B6

État des revenus et dépenses – ensemble des activités

Sociétés sous contrôle canadien

en millions de dollars

	Activités amont			Activités aval			Autres activités			Activités à l'étranger			Total des activités		
	1990	1991	Varia. %	1990	1991	Varia. %	1990	1991	Varia. %	1990	1991	Varia. %	1990	1991	Varia. %
Recettes totales	8 583	7 739	-9,8	11 586	10 149	-12,4	1 618	1 686	4,2	729	784	7,6	22 516	20 359	-9,6
Redevances et autres paiements	1 255	1 087	-13,4	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1 255	1 087	-13,4
Taxes de vente, d'accise et autres taxes	—	—	—	1 712	1 103	-35,6	13	—	-100,0	72	49	-32,5	1 797	1 151	-35,9
Recettes nettes après redevances et taxes	7 327	6 653	-9,2	9 875	9 046	-8,4	1 605	1 686	5,1	657	736	11,9	19 464	18 121	-6,9
Coût des biens vendus	—	—	—	7 387	7 132	-3,4	1 028	968	-5,8	142	160	13,1	8 556	8 260	-3,5
Frais d'intérêt	703	655	-6,8	148	128	-12,9	351	267	-23,8	4	7	74,6	1 205	1 058	-12,2
Frais d'exploitation	2 850	3 057	7,2	1 493	1 468	-1,7	381	464	21,6	164	271	64,9	4 889	5 259	7,6
Frais de R-D (excluant sables pétrolifères)	—	—	—	11	12	6,5	—	—	—	—	—	—	11	12	6,5
Autres frais	64	39	-39,6	4	6	35,1	12	45	291,6	9	9	-10,2	89	98	10,0
Frais de R-D des sables pétrolifères	2	2	6,6	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2	2	6,6
Dépenses E&M	262	164	-37,4	—	—	—	11	7	-33,3	88	79	-10,3	360	250	-30,7
Dépréciation	507	567	11,9	403	389	-3,6	67	67	1,1	59	64	8,7	1 035	1 086	5,0
Épuisement	1 519	1 526	0,4	—	—	—	6	13	122,8	113	111	-2,0	1 639	1 650	0,7
Amortissement	92	1 099	—	-6	644	—	-23	-34	—	-6	101	—	59	1 809	—
Frais non monétaires et E&M	2 382	3 358	41,0	397	1 032	159,8	60	53	-11,7	255	354	38,8	3 095	4 797	55,0
Revenu avant impôts	1 328	-455	—	434	-733	—	-226	-111	—	83	-65	—	1 619	-1 364	—
Impôt fédéral[a]	247	175	-28,9	147	19	-86,9	-54	-26	—	45	3	-93,1	384	172	-55,2
Impôts provinciaux	-37	-28	—	42	-17	—	-36	-19	—	2	—	—	-30	-64	—
Impôts courants	209	147	-29,5	188	2	-98,9	-91	-45	—	47	3	-93,5	354	108	-69,6
Revenu après impôts courants	1 119	-603	—	246	-735	—	-136	-66	—	35	-68	—	1 265	-1 471	—
Impôts reportés	322	-25	—	-33	-279	—	-62	-18	—	-6	19	—	221	-303	—
Bénéfices nets après impôts	797	-578	—	279	-455	—	-74	-48	—	41	-87	—	1 044	-1 168	—
Postes extraordinaires	5	-2	—	—	-16	—	-3	—	—	—	—	—	2	-18	—
Bénéfices nets après postes extraordinaires	801	-580	—	279	-471	—	-77	-48	—	41	-87	—	1 045	-1 186	—
Ressources d'autofinancement	3 501	2 755	-21,3	643	298	-53,8	-76	-13	—	291	286	-1,5	4 360	3 326	-23,7

(a) L'impôt sur les grandes sociétés est inclus dans cette sous-division.

B7

État des revenus et dépenses – ensemble des activités
Sociétés sous contrôle étranger
en millions de dollars

	Activités amont			Activités aval			Autres activités			Activités à l'étranger			Total des activités		
	1990	1991	Varia. %	1990	1991	Varia. %	1990	1991	Varia. %	1990	1991	Varia. %	1990	1991	Varia. %
Recettes totales	12 326	10 328	-16,2	21 282	18 805	-11,6	736	423	-42,6	1 274	1 349	5,9	35 618	30 904	-13,2
Redevances et autres paiements	2 005	1 596	-20,4	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2 005	1 596	-20,4
Taxes de vente, d'accise et autres taxes	—	—	—	3 412	2 123	-37,8	1	1	52,0	82	63	-23,3	3 494	2 186	-37,4
Recettes nettes après redevances et taxes	10 321	8 732	-15,4	17 871	16 683	-6,6	736	422	-42,7	1 192	1 286	7,9	30 119	27 123	-9,9
Coût des biens vendus	—	—	—	12 781	12 369	-3,2	255	200	-21,6	550	717	30,3	13 586	13 286	-2,2
Frais d'intérêt	571	496	-13,0	176	180	2,7	509	394	-22,6	24	17	-30,7	1 279	1 087	-15,0
Frais d'exploitation	4 043	4 081	0,9	3 705	3 434	-7,3	429	157	-63,3	228	273	19,9	8 405	7 945	-5,5
Frais de R-D (excluant sables pétrolifères)	64	65	1,5	88	104	18,4	1	—	-98,0	8	9	13,9	160	178	11,0
Autres frais	58	41	-29,2	-7	-2	—	35	-2	—	-2	-3	—	85	34	-59,4
Frais de R-D des sables pétrolifères	45	63	41,3	—	—	—	—	—	—	—	—	40,8	45	63	41,3
Dépenses E&M	906	709	-21,7	—	—	—	22	2	-91,2	19	48	156,1	946	759	-19,8
Dépréciation	701	785	12,1	508	525	3,3	139	87	-37,1	9	12	34,7	1 356	1 409	3,9
Épuisement	1 298	1 318	1,5	—	—	—	12	1	-90,9	155	138	-11,1	1 465	1 457	-0,6
Amortissement	561	1 625	189,5	76	56	-26,2	-214	249	—	6	44	—	430	1 975	359,2
Frais non monétaires et E&M	3 511	4 500	28,2	584	581	-0,5	-42	340	—	189	242	28,1	4 242	5 663	33,5
Revenu avant impôts	2 074	-451	—	544	16	-97,0	-452	-668	—	196	31	-84,0	2 362	-1 072	—
Impôt fédéral (a)	665	406	-38,9	318	17	-94,8	-121	-166	—	48	27	-42,5	909	284	-68,8
Impôts provinciaux	256	156	-38,8	135	18	-86,7	-74	-113	—	—	5	—	316	66	-79,0
Impôts courants	921	563	-38,9	453	35	-92,4	-196	-279	—	48	32	-33,2	1 226	350	-71,4
Revenu après impôts courants	1 154	-1 014	—	92	-18	—	-256	-389	—	147	-1	—	1 137	-1 422	—
Impôts reportés	205	-305	—	131	51	—	-215	24	—	44	-26	—	-96	-256	—
Bénéfices nets après impôts	948	-709	—	222	-69	—	-41	-413	—	103	25	-75,8	1 232	-1 166	—
Postes extraordinaires	-39	46	—	2	-60	—	—	—	—	12	—	-100,0	-26	-13	—
Bénéfices nets après postes extraordinaires	910	-663	—	224	-129	—	-41	-413	—	114	25	-78,3	1 207	-1 179	—
Ressources d'autofinancement	4 664	3 487	-25,2	676	563	-16,7	-297	-49	—	336	241	-28,2	5 378	4 242	-21,1

(a) L'impôt sur les grandes sociétés est inclus dans cette sous-division.

B8

Rendement financier par principaux secteurs d'activité
Activité amont

	Ensemble de l'industrie			Sociétés sous contrôle canadien			Sociétés sous contrôle étranger		
	1990	1991	Varia. %	1990	1991	Varia. %	1990	1991	Varia. %
Production de pétrole et équivalents [a] en milliers de mètres cubes	182 629	186 135	1,9	76 080	78 797	3,6	106 548	107 339	0,7
Principaux postes financiers en millions de dollars			%			%			%
Recettes totales avant redevances et taxes [b]	20 232	17 192	-15,0	8 243	7 281	-11,7	11 989	9 911	-17,3
Autres revenus	679	876	29,0	342	459	34,2	337	417	23,7
Recettes brutes	20 908	18 067	-13,6	8 583	7 739	-9,8	12 326	10 328	-16,2
Ressources d'autofinancement	8 166	6 242	-23,6	3 501	2 755	-21,3	4 664	3 487	-25,2
Bénéfices nets	1 745	-1287	—	797	-578	—	948	-709	—
Bénéfices nets plus intérêts	3 018	-136	—	1 499	77	-94,9	1 519	-213	—
Capital utilisé	55 544	54 484	-1,9	25 128	25 721	2,40	30 416	28 763	-5,4
Recettes et coûts unitaires en dollars par mètre cube			%			%			%
Recettes totales avant redevances et taxes [b]	110,78	92,36	-16,6	108,35	92,4	-14,7	112,52	92,33	-17,9
Autres revenus	3,72	4,70	26,6	4,49	5,82	29,6	3,16	3,88	22,8
Recettes brutes	114,49	97,07	-15,2	112,81	98,22	-12,9	115,68	96,22	-16,8
Redevances et autres paiements	17,85	14,41	-19,3	16,50	13,79	-16,4	18,82	14,87	-21,0
Recettes après redevances et taxes	96,63	82,66	-14,5	96,31	84,43	-12,3	96,86	81,35	-16,0
Frais d'intérêt	6,97	6,19	-11,3	9,24	8,31	-10,0	5,36	4,62	-13,7
Frais d'exploitation (sauf recherche)	37,74	38,35	1,6	37,46	38,79	3,5	37,94	38,02	0,2
Frais de recherche et autres	1,02	0,78	-23,7	0,84	0,49	-41,7	1,14	0,99	-13,8
Revenu monétaire avant impôts	50,9	37,35	-26,6	48,77	36,84	-24,5	52,42	37,72	-28,0
E&M et frais de R-D imputés aux sables pétrolifères	6,65	5,04	-24,2	3,47	2,11	-39,2	8,92	7,19	-19,3
Dépréciation	6,61	7,26	9,9	6,66	7,19	8,0	6,57	7,32	11,3
Épuisement	15,43	15,28	-1,0	19,97	19,37	-3,0	12,19	12,28	0,8
Sommes radiées	3,58	14,63	308,9	1,22	13,95	—	5,27	15,14	187,4
Revenu net avant impôts	18,63	-4,87	—	17,46	-5,78	—	19,47	-4,20	—
Impôt fédéral sur le revenu [c]	4,99	3,12	-37,4	3,24	2,23	-31,3	6,24	3,78	-39,4
Impôts provinciaux sur le revenu	1,19	0,69	-42,3	-0,49	-0,36	—	2,4	1,46	-39,3
Impôts sur le revenu reportés	2,89	-1,77	—	4,24	-0,31	—	1,93	-2,84	—
Bénéfices nets après impôts	9,56	-6,92	—	10,47	-7,34	—	8,9	-6,60	—
Postes extraordinaires	-0,19	0,24	—	0,06	-0,02	—	-0,36	0,43	—
Bénéfices nets après postes extraordinaires	9,37	-6,68	—	10,53	-7,36	—	8,54	-6,17	—
Ressources d'autofinancement	44,71	33,53	-25	46,02	34,96	-24,0	43,78	32,48	-25,8
Taux en pourcentage									
Gaz naturel en pourcentage de la production totale	49,5	50,7	—	53,9	54.0	—	46,4	48,2	—

(a) La conversion en équivalent pétrole est basée sur la teneur calorifique; ne comprend ni le soufre ni la production de LGN provenant d'usines de retraitement.
(b) Comprend les revenus tirés de la vente de LGN provenant d'usines de retraitement et de la vente de produits achetés.
(c) Comprend l'impôt sur les grandes sociétés.

B8 (suite)

Rendement financier par principaux secteurs d'activité
Activité amont

	Sociétés intégrées et raffineurs			Petits producteurs de pétrole et de gaz			Grands producteurs de pétrole et de gaz		
	1990	1991	Varia. %	1990	1991	Varia. %	1990	1991	Varia. %
Production de pétrole et équivalents[a] en milliers de mètres cubes	55 345	54 757	-1,1	36 394	38 813	6,6	90 890	92 566	1,8
Principaux postes financiers en millions de dollars			%			%			%
Recettes totales avant redevances et taxes[b]	6 670	5 308	-20,4	3 430	3 152	-8,1	10 133	8 731	-13,8
Autres revenus	132	146	10,3	243	246	1,1	303	484	59,5
Recettes brutes	6 802	5 454	-19,8	3 673	3 398	-7,5	10 434	9 215	-11,7
Ressources d'autofinancement	2 577	1 740	-32,5	1 492	1 166	-21,8	4 097	3 335	-18,6
Bénéfices nets	955	105	-89,0	120	-1262	—	670	-130	—
Bénéfices nets plus intérêts	996	128	-87,1	512	-908	—	1 511	644	-57,4
Capital utilisé	15 926	15 816	-0,7	11 812	10 702	-9,4	27 805	27 965	0,6
Recettes et coûts unitaires en dollars par mètre cube			%			%			%
Recettes totales avant redevances et taxes[b]	120,51	96,94	-19,6	94,24	81,22	-13,8	111,48	94,32	-15,4
Autres revenus	2,39	2,66	11,5	6,69	6,34	-5,2	3,34	5,23	56,6
Recettes brutes	122,9	99,6	-19,0	100,91	87,56	-13,2	114,8	99,55	-13,3
Redevances et autres paiements	17,08	13,34	-21,9	16,97	14,8	-12,8	18,68	14,88	-20,3
Recettes après redevances et taxes	105,82	86,26	-18,5	83,94	72,76	-13,3	96,12	84,67	-11,9
Frais d'intérêt	0,74	0,43	-41,9	10,78	9,12	-15,4	9,25	8,36	-9,5
Frais d'exploitation (sauf recherche)	45,6	45,01	-1,3	30,47	32,3	6,0	35,87	36,94	3,0
Frais de recherche et autres	1,16	1,02	-11,9	2,33	1,62	-30,7	0,4	0,28	-31,1
Revenu monétaire avant impôts	58,32	39,8	-31,8	40,36	29,72	-26,4	50,6	39,1	-22,7
E&M et frais de R-D imputés aux sables pétrolifères	7,00	5,48	-21,6	4,22	3,61	-14,5	7,41	5,38	-27,4
Dépréciation	7,33	9,24	26,0	5,24	5,16	-1,6	6,72	6,98	3,9
Épuisement	10,42	10,12	-2,9	24,5	22,48	-8,2	14,84	15,31	3,2
Sommes radiées	2,45	7,9	222,5	2,13	35,38	—	4,85	9,92	104,6
Revenu net avant impôts	31,12	7,06	-77,3	4,27	-36,9	—	16,78	1,5	-91,0
Impôt fédéral sur le revenu [c]	8,2	5,5	-32,9	1,7	1,73	2,0	4,36	2,3	-47,2
Impôts provinciaux sur le revenu	3,56	2,51	-29,6	-2,32	-2,05	—	1,16	0,76	-34,3
Impôts sur le revenu reportés	2,1	-2,86	—	1,61	-4,08	—	3,89	-0,15	—
Bénéfices nets après impôts	17,26	1,91	-88,9	3,29	-32,51	—	7,37	-1,41	—
Postes extraordinaires	—	—	—	0,13	1,15	—	-0,43	—	—
Bénéfices nets après postes extraordinaires	17,26	1,91	-88,9	3,42	-31,36	—	6,95	-1,41	—
Ressources d'autofinancement	46,56	31,79	-31,7	40,99	30,04	-26,7	45,08	36,03	-20,1
Taux en pourcentage									
Gaz naturel en pourcentage de la production totale	38,0	39,8	—	60,6	59,8	—	52,1	53,3	—

(a) La conversion en équivalent pétrole est basée sur la teneur calorifique; ne comprend ni le soufre ni la production de LGN provenant d'usines de retraitement.
(b) Comprend les revenus tirés de la vente de LGN provenant d'usines de retraitement et de la vente de produits achetés.
(c) Comprend l'impôt sur les grandes sociétés.

B9

Rendement financier par principaux secteurs d'activité
Activité aval

	Total aval			Total des produits pétroliers			Produits pétrochimiques et autres		
	1990	1991	Varia.	1990	1991	Varia.	1990	1991	Varia.
Principaux postes financiers en millions de dollars			%			%			%
Recettes avant taxes de vente, accise et autres	31 734	28 020	-11,7	27 879	24 718	-11,3	3 855	3 302	-14,3
Autres revenus	1 135	934	-17,7	1 118	922	-17,6	17	13	-23,3
Recettes totales	32 869	28 954	-11,9	28 997	25 639	-11,6	3 871	3 315	-14,4
Taxes de vente, accise et autres	5 123	3 225	-37,0	5 121	3 222	-37,1	2	3	45,3
Coût des biens vendus	20 167	19 501	-3,3	17 654	17 151	-2,8	2 514	2 350	-6,5
Frais d'exploitation	5 198	4 902	-5,7	4 450	4 244	-4,6	749	658	-12,1
Frais de recherche	99	116	17,0	64	70	10,0	35	46	29,8
Autres frais	-3	3	—	-1	4	—	-2	-1	—
Revenu avant intérêt et impôts	2 283	1 206	-47,2	1 710	947	-44,6	573	258	-55,0
Frais d'intérêt	323	309	-4,4	307	284	-7,5	16	24	56,3
Revenu monétaire avant impôts	1 960	897	-54,3	1 402	663	-52,7	558	234	-58,1
Impôts sur le revenu courants	641	37	-94,3	520	13	-97,6	121	24	-80,2
Ressources d'autofinancement	1 319	860	-34,8	882	650	-26,3	437	210	-52,0
Dépréciation et autres postes hors caisse	981	1 613	64,4	771	1 435	86,0	210	178	-15,2
Revenu après impôts courants	338	-753	—	111	-784	—	227	32	-86,1
Impôts sur le revenu reportés	-164	-228	—	-125	-214	—	-39	-14	—
Bénéfices nets après impôts	502	-524	—	236	-570	—	265	46	-82,7
Postes extraordinaires	2	-76	—	2	-64	—	—	-12	—
Bénéfices nets après postes extraordinaires	503	-600	—	238	-634	—	265	34	-87,2

	Total des produits pétroliers [a]			Raffineurs et dist. nationaux			Raffineurs et dist. régionaux		
	1990	1991	Varia.	1990	1991	Varia.	1990	1991	Varia.
Recettes et coûts unitaires en dollars par mètre cube			%			%			%
Recettes avant taxes de vente, accise et autres	320,09	289,76	-9,5	327,36	298,93	-8,7	305,56	272,72	-10,7
Autres revenus	12,84	10,80	-15,8	13,42	10,74	-20,0	11,68	10,85	-7,1
Recettes totales	332,93	300,57	-9,7	340,78	309,66	-9,1	317,23	283,57	-10,6
Taxes de vente, accise et autres	58,80	37,78	-35,8	62,55	41,01	-34,4	51,31	31,76	-38,1
Coût des biens vendus	202,69	201,06	-0,8	203,39	201,89	-0,7	201,28	199,52	-0,9
Frais d'exploitation	51,09	49,75	-2,6	60,07	58,85	-2,0	33,14	32,77	-1,1
Frais de recherche	0,73	0,82	12,3	1,11	1,26	14,3	-0,01	0,01	—
Autres frais	-0,01	0,05	—	-0,09	-0,07	—	0,14	0,26	80,4
Revenu avant intérêt et impôts	19,63	11,11	-43,4	13,76	6,72	-51,2	31,36	19,25	-38,6
Frais d'intérêt	3,32	3,33	-5,6	0,00	0,03	—	10,58	9,47	-10,4
Revenu monétaire avant impôts	16,1	7,77	-51,7	13,76	6,68	-51,4	20,79	9,78	-52,9
Impôts sur le revenu courants	5,97	0,15	-97,5	7,29	-1,00	—	3,35	2,28	-31,9
Ressources d'autofinancement	10,13	7,63	-24,7	6,47	7,68	18,8	17,44	7,50	-57,0
Dépréciation et autres postes hors caisse	8,86	16,82	90,0	8,41	20,46	143,2	9,74	10,06	3,3
Revenu après impôts courants	1,27	-9,20	—	-1,94	-12,77	—	7,70	-2,56	—
Impôts sur le revenu reportés	-1,44	-2,51	—	-2,95	-4,04	—	1,57	0,33	-78,7
Bénéfices nets après impôts	2,71	-6,69	—	1,00	-8,73	—	6,13	-2,89	—
Postes extraordinaires	0,02	-0,75	—	0,00	0,00	—	0,05	-2,14	—
Bénéfices nets après postes extraordinaires	2,73	-7,43	—	1,00	-8,73	—	6,18	-5,03	—
Taux en pourcentage du volume des ventes totales									
Ventes de 'produits propres'	78,67	83,57		79,54	84,82		76,92	81,25	
Ventes nettes au Canada	90,80	88,14		94,26	92,58		83,89	79,90	
Ventes d'exportations	9,11	11,86		5,73	7,42		15,86	20,10	

(a) Le calcul des coûts et des recettes unitaires se fonde sur les données relatives au volume des ventes totales.

B10

Sources et affectations de fonds
en millions de dollars

	Total de l'industrie			Sociétés sous contrôle canadien			Sociétés sous contrôle étranger		
	1990	1991	Varia. %	1990	1991	Varia. %	1990	1991	Varia. %
Ressources d'autofinancement	9 738	7 567	-22,3	4 360	3 326	-23,7	5 378	4 242	-21,1
Augmentation nette de la dette à long terme	2 662	3 423	28,6	1 602	1 864	16,4	1 061	1 559	47,0
Émission d'actions	1 696	2 112	24,6	1 392	1 792	28,7	304	321	5,6
Stimulants, subventions et crédits d'impôt	95	155	62,9	42	63	47,7	53	92	75,2
Toutes autres sources	4 135	3 553	-14,1	1 815	1 905	5,0	2 320	1 648	-29,0
Diminution du fonds de roulement	1 621	2 355	45,3	617	457	-25,9	1 004	1 898	89,0
Total des sources de fonds	19 947	19 167	-3,9	9 827	9 407	-4,3	10 120	9 760	-3,6
Dépenses en capital au Canada	8 182	8 887	8,6	4 065	4 141	1,9	4 117	4 746	15,3
Dépenses en capital aux É.-U.	153	152	-0,4	89	94	5,1	63	58	-8,1
Autres dépenses à l'étranger	501	658	31,3	284	344	20,9	217	314	44,8
Dépenses totales à l'étranger	654	810	23,9	373	437	17,2	280	372	32,8
Total des dépenses en capital	8 836	9 696	9,7	4 439	4 578	3,1	4 397	5 118	16,4
Dividendes:									
Actions ordinaires	1 386	1 227	-11,5	391	402	2,9	996	825	-17,1
Actions privilégiées	285	127	-55,5	255	111	-56,5	30	16	-46,3
Total	1 671	1 354	-19,0	645	513	-20,6	1 026	842	-18,0
Réduction de l'avoir propre	690	977	41,7	448	829	85,1	241	147	-38,9
Total des dividendes et réduction de l'avoir propre	2 361	2 331	-1,3	1 094	1 342	22,7	1 267	989	-22,0
Réduction nette de la dette à long terme	3 130	1 744	-44,3	954	220	-76,9	2 176	1 524	-29,9
Toutes autres affectations	4 038	3 034	-24,9	2 406	1 698	-29,4	1 632	1 336	-18,2
Augmentation du fonds de roulement	1 582	2 361	49,2	935	1 568	67,8	648	794	22,5
Total des affectations de fonds	19 947	19 167	-3,9	9 827	9 407	-4,3	10 120	9 760	-3,6

	Sociétés intégrées et raffineurs			Petits producteurs de pétrole et de gaz			Grands producteurs de pétrole et de gaz		
	1990	1991	Varia. %	1990	1991	Varia. %	1990	1991	Varia. %
Ressources d'autofinancement	3 326	2 422	-27,2	1 824	1 479	-18,9	4 589	3 666	-20,1
Augmentation nette de la dette à long terme	660	323	-51,1	588	885	50,5	1 415	2 216	56,6
Émission d'actions	383	715	86,7	633	637	0,6	680	761	11,9
Stimulants, subventions et crédits d'impôt	36	57	61,7	16	6	-59,6	44	91	107,5
Toutes autres sources	2 271	1 785	-21,4	724	423	-41,6	1 140	1 345	18.0
Diminution du fonds de roulement	740	804	8,6	468	485	3,6	413	1 065	158,2
Total des sources de fonds	7 415	6 106	-17,6	4 253	3 915	-7,9	8 280	9 145	10,5
Dépenses en capital au Canada	2 681	2 971	10,8	1 853	1 731	-6,6	3 648	4 185	14,7
Dépenses en capital aux É.-U.	4	3	-19,3	10	11	14,0	139	138	-0,8
Autres dépenses à l'étranger	84	83	-2,1	213	302	42,1	204	273	33,7
Dépenses totales à l'étranger	89	86	-2,9	223	313	40,9	343	410	19,7
Total des dépenses en capital	2 770	3 057	10,3	2 076	2 045	-1,5	3 990	4 595	15,2
Dividendes:									
Actions ordinaires	607	663	9,4	80	98	22,1	699	466	-33,4
Actions privilégiées	96	—	-99,5	35	24	-33,0	153	103	-33,1
Total	703	664	-5,5	116	122	5,2	853	568	-33,3
Réduction de l'avoir propre	600	6	-99,0	46	182	295,9	43	789	—
Total des dividendes et réduction de l'avoir propre	1 303	670	-48,6	162	304	87,9	896	1 357	51,5
Réduction nette de la dette à long terme	1 504	506	-66,4	707	288	-59,3	919	950	3,4
Toutes autres affectations	1 002	702	-30,0	988	898	-9,1	2 047	1 434	-30,0
Augmentation du fonds de roulement	836	1 172	40,2	320	380	19,0	427	809	89,5
Total des affectations de fonds	7 415	6 106	-17,6	4 253	3 915	-7,9	8 280	9 145	10,5

B11

Dépenses en capital en amont au Canada, par emplacement
en millions de dollars

	Total du Canada			Provinces			Terres du Canada		
	1990	1991	Varia %	1990	1991	Varia %	1990	1991	Varia %
Ensemble de l'industrie									
Terres et concessions, dépenses géologiques et géophysiques	1 449	1 127	-22,2	1 386	1 072	-22,6	63	55	-12,5
Forage d'exploration	1 258	1 213	-3,6	1 118	1 094	-2,1	140	118	-15,8
Total, exploration	2 707	2 340	-13,6	2 504	2 167	-13,5	203	173	-14,8
Forage de mise en valeur	1 020	1 059	3,8	1 021	1 029	0,8	-1	29	—
Production	2 105	2 878	36,7	1 980	2 342	18,3	125	536	326,9
Pétrole lourd et sables pétrolifères [a]	755	1 090	44,5	755	1 090	44,5	—	—	—
Total, amont	6 588	7 367	11,8	6 260	6 629	5,9	328	738	125,3
Sociétés sous contrôle canadien									
Terres et concessions, dépenses géologiques et géophysiques	723	598	-17,2	720	586	-18,6	3	13	305,0
Forage d'exploration	741	646	-12,8	687	621	-9,6	54	25	-54,1
Total, exploration	1 464	1 244	-15,0	1 407	1 207	-14,2	57	37	-34,0
Forage de mise en valeur	546	530	-2,9	546	527	-3,6	—	4	—
Production	959	1 084	13,1	888	887	-0,2	70	197	180,7
Pétrole lourd et sables pétrolifères [a]	453	691	52,5	453	691	52,5	—	—	—
Total, amont	3 422	3 550	3,7	3 295	3 311	0,5	127	239	87,9
Sociétés sous contrôle étranger									
Terres et concessions, dépenses géologiques et géophysiques	726	529	-27,2	666	487	-27,0	60	42	-29,4
Forage d'exploration	517	567	9,5	431	473	9,8	87	94	7,9
Total, exploration	1 243	1 095	-11,9	1 097	960	-12,5	146	136	-7,3
Forage de mise en valeur	474	528	11,4	475	503	5,9	-1	25	—
Production	1 147	1 794	56,5	1 091	1 456	33,4	55	338	—
Pétrole lourd et sables pétrolifères [a]	302	399	32,4	302	399	32,4	—	—	—
Total, amont	3 166	3 817	20,6	2 965	3 318	11,9	201	499	148,9

(a) Comprend les dépenses relatives au Projet de valorisation des sables pétrolifères à la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan.

B12

Dépenses en capital, par activité
en millions de dollars

	Total de l'industrie			Sociétés sous contrôle canadien			Sociétés sous contrôle étranger		
	1990	1991	Varia. %	1990	1991	Varia. %	1990	1991	Varia. %
Exploration	2 707	2 340	-13,6	1 464	1 244	-15,0	1 243	1 095	-11,9
Mise en valeur	1 020	1 059	3,8	546	530	-2,9	474	528	11,4
Production	2 105	2 878	36,7	959	1 084	13,1	1 147	1 794	56,5
Sables pétrolifères [a]	755	1 090	44,5	453	691	52,5	302	399	32,4
Total, activités amont	6 588	7 367	11,8	3 422	3 550	3,7	3 166	3 817	20,6
Total, activités aval	1 116	1 295	16,0	480	490	2,0	636	805	26,6
Autres, liées à l'énergie [b]	20	28	39,4	8	22	166,2	12	7	-44,9
Autres dépenses en capital	458	196	-57,1	156	80	-48,6	303	116	-61,5
Total au Canada	8 182	8 887	8,6	4 065	4 141	1,9	4 117	4 746	15,3
Total à l'étranger	654	810	23,9	373	437	17,2	280	372	32,8
Total global des dépenses en capital	8 836	9 696	9,7	4 439	4 578	3,1	4 397	5 118	16,4

	Sociétés intégrées et raffineurs			Petits producteurs de pétrole et de gaz			Grands producteurs de pétrole et de gaz		
Exploration	539	445	-17,4	890	695	-21,9	1 279	1 200	-6,2
Mise en valeur	130	161	24,0	371	378	1,8	519	519	0,1
Production	524	880	68,0	506	572	12,9	1 075	1 427	32,7
Sables pétrolifères [a]	263	377	43,5	10	4	-58,7	482	709	47,1
Total, activités amont	1 456	1 863	28,0	1 777	1 648	-7,2	3 355	3 855	14,9
Total, activités aval	1 071	1 049	-2	3	7	111,7	42	239	—
Autres, liées à l'énergie [b]	9	6	-37,6	10	20	95,7	1	3	133,3
Autres dépenses en capital	146	52	-64,2	63	56	-11,5	249	88	-64,6
Total au Canada	2 681	2 971	10,8	1 853	1 731	-6,6	3 648	4 185	14,7
Total à l'étranger	89	86	-2,9	223	313	40,9	343	410	19,7
Total global des dépenses en capital	2 770	3 057	10,3	2 076	2 045	-1,5	3 990	4 595	15,2

(a) Comprend les dépenses relatives au Projet de valorisation des sables pétrolifères à la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan.
(b) Comprend les dépenses relatives à l'uranium et au charbon.

B13

Bilan

en millions de dollars

	Total de l'industrie			Sociétés sous contrôle canadien			Sociétés sous contrôle étranger		
	1990	1991	Varia. %	1990	1991	Varia. %	1990	1991	Varia. %
Comptant, investissements et titres	1 996	2 900	45,3	1 016	1 746	71,8	979	1 154	17,8
Comptes à recevoir:									
Filiales	955	1 031	7,9	421	573	36,2	534	458	-14,3
Autres	7 311	5 866	-19,8	2 888	2 362	-18,2	4 423	3 504	-20,8
Total	8 267	6 897	-16,6	3 310	2 935	-11,3	4 957	3 962	-20,1
Stocks	4 900	3 644	-25,6	1 971	1 506	-23,6	2 929	2 139	-27,0
Autres disponibilités	874	1 132	29,5	345	402	16,4	529	730	38,0
Total des disponibilités	16 034	14 573	-9,1	6 642	6 589	-0,8	9 393	7 984	-15,0
Immobilisations	107 920	113 427	5,1	49 680	53 060	6,8	58 240	60 366	3,7
Moins: épuisement, dépréciation et amortissement accumulés	37 265	43 466	16,6	17 840	20 959	17,5	19 424	22 507	15,9
Immobilisations nettes	70 655	69 960	-1,0	31 839	32 101	0,8	38 816	37 859	-2,5
Autres éléments de l'actif à long terme	5 854	5 475	-6,5	2 890	2 448	-15,3	2 964	3 028	2,2
Total de l'actif	92 544	90 008	-2,7	41 371	41 137	-0,6	51 172	48 871	-4,5
Comptes à payer:									
Filiales	1 170	1 029	-12,0	131	64	-51,4	1 039	965	-7,0
Autres	7 715	6 725	-12,8	3 250	2 880	-11,4	4 465	3 845	-13,9
Total	8 885	7 754	-12,7	3 382	2 944	-12,9	5 504	4 810	-12,6
Tranche courante de la dette à long terme	597	1 456	143,9	348	368	5,7	249	1 088	337,2
Autres exigibilités	4 000	2 840	-29,0	1 962	1 239	-36,9	2 039	1 602	-21,4
Total des exigibilités	13 482	12 050	-10,6	5 691	4 550	-20,0	7 791	7 500	-3,7
Dette à long terme	20 730	22 600	9,0	8 981	10 810	20,4	11 748	11 790	0,4
Paiements anticipés pour production différée	748	718	-4,0	406	409	0,8	342	309	-9,7
Impôts sur le revenu reportés	11 193	10 542	-5,8	4 650	4 310	-7,3	6 543	6 233	-4,7
Autre passif à long terme	5 855	6 269	7,1	2 004	2 195	9,5	3 851	4 074	5,8
Avoir propre:									
Actions ordinaires	15 249	16 125	5,7	9 053	9 956	10,0	6 197	6 169	-0,5
Actions privilégiées	3 565	3 456	-3,1	2 113	1 652	-21,8	1 451	1 804	24,3
Bénéfices non répartis	15 174	11 453	-24,5	3 898	2 342	-39,9	11 277	9 111	-19,2
Autres	6 547	6 796	3,8	4 575	4 914	7,4	1 972	1 881	-4,6
Total	40 535	37 829	-6,7	19 638	18 864	-3,9	20 897	18 965	-9,2
Total, passif, impôts reportés et avoir propre	92 544	90 008	-2,7	41 371	41 137	-0,6	51 172	48 871	-4,5
Fonds de roulement	2 552	2 523	-1,1	951	2 039	114,5	1 601	484	-69,8

	Sociétés intégrées et raffineurs			Petits producteurs de pétrole et de gaz			Grands producteurs de pétrole et de gaz		
Comptant, investissements et titres	355	582	63,8	736	549	-25,4	904	1 769	95,6
Comptes à recevoir:									
Filiales	365	523	43,4	170	236	38,4	420	272	-35,2
Autres	4 117	3 421	-16,9	786	614	-21,9	2 408	1 831	-24,0
Total	4 482	3 944	-12,0	957	850	-11,1	2 828	2 103	-25,7
Stocks	4 270	3 020	-29,3	90	101	11,9	540	524	-3,0
Autres disponibilités	598	819	37,1	34	52	52,2	243	261	7,5
Total des disponibilités	9 705	8 365	-13,8	1 815	1 552	-14,5	4 514	4 656	3,1
Immobilisations	43 630	44 701	2,5	20 183	21 648	7,3	44 106	47 077	6,7
Moins: épuisement, dépréciation et amortissement accumulés	15 025	17 166	14,2	7 713	9 518	23,4	14 526	16 782	15,5
Immobilisations nettes	28 605	27 536	-3,7	12 470	12 130	-2,7	29 580	30 295	2,4
Autres éléments de l'actif à long terme	2 798	2 426	-13,3	428	407	-4,8	2 628	2 642	0,5
Total de l'actif	41 108	38 326	-6,8	14 713	14 089	-4,2	36 722	37 593	2,4
Comptes à payer:									
Filiales	954	867	-9,1	101	118	16,9	115	44	-62,0
Autres	4 357	3 851	-11,6	935	882	-5,7	2 424	1 993	-17,8
Total	5 311	4 718	-11,2	1 036	1 000	-3,5	2 538	2 036	-19,8
Tranche courante de la dette à long terme	69	275	300,9	252	258	2,3	276	922	234,6
Autres exigibilités	2 601	1 291	-50,4	216	80	-63,1	1 184	1 470	24,1
Total des exigibilités	7 980	6 284	-21,3	1 504	1 338	-11,1	3 998	4 428	10,8
Dette à long terme	7 722	7 519	-2,6	2 945	3 760	27,7	10 063	11 320	12,5
Paiements anticipés pour production différée	95	63	-33,6	202	146	-27,6	450	508	12,9
Impôts sur le revenu reportés	5 049	4 618	-8,5	1 403	1 239	-11,7	4 741	4 686	-1,2
Autre passif à long terme	2 670	3 136	17,4	1 276	1 049	-17,8	1 910	2 084	9,1
Avoir propre:									
Actions ordinaires	5 329	5 778	8,4	3 898	4 234	8,6	6 022	6 113	1,5
Actions privilégiées	17	368	—	1 768	1 740	-1,6	1 780	1 348	-24,3
Bénéfices non répartis	9 193	7 506	-18,3	476	-536	—	5 506	4 482	-18,6
Autres	3 053	3 053	—	1 242	1 120	-9,8	2 252	2 622	16,5
Total	17 592	16 706	-5,0	7 384	6 558	-11,2	15 560	14 566	-6,4
Total, passif, impôts reportés et avoir propre	41 108	38 326	-6,8	14 713	14 089	-4,2	36 722	37 593	2,4
Fonds de roulement	1 724	2 081	20,7	311	214	-31,3	516	228	-55,8

B14

Capital utilisé[a] par segment et par secteur d'activité
en millions de dollars

	Total de l'industrie			Sociétés sous contrôle canadien			Sociétés sous contrôle étranger		
	1990	1991	Varia. %	1990	1991	Varia. %	1990	1991	Varia. %
Amont	55 544	54 484	-1,9	25 128	25 721	2,4	30 416	28 763	-5,4
Produits pétroliers	13 926	12 646	-9,2	5 580	4 834	-13,4	8 346	7 812	-6,4
Autres activités aval	3 029	2 747	-9,3	1 267	1 145	-9,7	1 762	1 602	-9,0
Autres activités au Canada	3 147	3 674	16,8	1 814	2 566	41,5	1 333	1 108	-16,9
Ensemble des activités au Canada	75 646	73 550	-2,8	33 789	34 265	1,4	41 857	39 286	-6,1
Activités à l'étranger	4 192	4 407	5,1	2 567	2 323	-9,5	1 625	2 085	28,3
Total global	79 837	77 958	-2,4	36 356	36 587	0,6	43 482	41 370	-4,9

	Sociétés intégrées et raffineurs			Petits producteurs de pétrole et de gaz			Grands producteurs de pétrole et de gaz		
	1990	1991	Varia. %	1990	1991	Varia. %	1990	1991	Varia. %
Amont	15 926	15 816	-0,7	11 812	10 702	-9,4	27 805	27 965	0,6
Produits pétroliers	13 920	12 632	-9,3	4	2	-52,0	2	11	—
Autres activités aval	2 499	2 178	-12,8	84	—	-100,0	447	569	27,5
Autres activités au Canada	609	1 230	102.0	405	543	34,2	2 133	1 900	-10,9
Ensemble des activités au Canada	32 954	31 856	-3,3	12 305	11 248	-8,6	30 386	30 446	0,2
Activités à l'étranger	200	186	-7,4	1 492	1 504	0,8	2 499	2 718	8,8
Total global	33 154	32 042	-3,4	13 798	12 751	-7,6	32 885	33 165	0,8

(a) Le capital utilisé est défini comme étant le total de l'actif moins les exigibilités.

B15

Volume et valeur de la production

Par Province	Alberta			Colombie-Britannique			Saskatchewan		
Volume en milliers de mètres cubes	1990	1991	Varia. %	1990	1991	Varia. %	1990	1991	Varia. %
Pétrole brut classique	50 679,0	50 295,0	-0,8	1 982,5	1 840,3	-7,2	10 173,7	9 355,2	-8,0
Sables pétrolifères	18 948,2	19 556,6	3,2	—	—	—	—	—	—
Gaz naturel commercialisable (millions de m3)	77 018,9	79 287,9	2,9	10 504,8	12 087,8	15,1	5 523,5	5 646,6	2,2
Liquides de gaz naturel - terrain	10 787,9	11 480,3	6,4	206,0	173,2	-15,9	140,2	69,7	-50,3
Liquides de gaz naturel - retraitement	5 982,2	5 213,9	-12,8	164,0	184,6	12,6	0,1	—	100,0
Production totale - équivalent pétrole brut [a]	153 129,8	156 233,8	2,0	12 311,3	13 694,8	11,2	15 605,1	14 859,4	-4,8
Valeur en millions de dollars			%			%			%
Pétrole brut classique	7 833,1	6 385,0	-18,5	301,9	240,9	-20,2	1 280,5	895,8	-30,0
Sables pétrolifères	2 685,7	2 238,5	-16,7	—	—	—	—	—	—
Gaz naturel commercialisable	4 250,0	3 857,0	-9,2	519,8	540,2	3,9	299,5	299,9	0,2
Liquides de gaz naturel - terrain	1 118,2	1 032,9	-7,6	19,7	16,3	-17,6	10,2	4,9	-51,6
Liquides de gaz naturel - retraitement	521,3	419,1	-19,6	18,1	15,1	-16,4	—	—	-19,2
Production totale	16 714,2	14 230,1	-14,9	861,7	817,1	-5,2	1 590,2	1 200,7	-24,5

Par groupe de sociétés	Total de l'industrie			Sociétés sous contrôle canadien			Sociétés sous contrôle étranger		
Volume en milliers de mètres cubes	1990	1991	Varia. %	1990	1991	Varia. %	1990	1991	Varia. %
Pétrole brut classique	65 301,1	63 837,4	-2,2	26 707,9	27 417,5	2,7	38 593,2	36 419,9	-5,6
Sables pétrolifères	18 948,2	19 556,6	3,2	6 071,0	6 392,0	5,3	12 877,2	13 164,6	2,2
Gaz naturel commercialisable (millions de m3)	93 515,6	97 532,6	4,3	42 401,5	44 016,2	3,8	51 114,0	53 516,4	4,7
Liquides de gaz naturel - terrain	11 140,1	11 729,2	5,3	3 324,4	3 479,1	4,7	7 815,7	8 250,1	5,6
Liquides de gaz naturel - retraitement	6 146,3	5 398,5	-12,2	3 994,0	3 239,0	-18,9	2 152,3	2 159,5	0,3
Production totale - équivalent pétrole brut [a]	183 967,7	187 632,0	2,0	76 385,0	79 108,1	3,6	107 582,7	108 523,8	0,9
Valeur en millions de dollars			%			%			%
Pétrole brut classique	9 783,4	7 823,3	-20,0	3 912,9	3 343,8	-14,5	5 870,5	4 479,4	-23,7
Sables pétrolifères	2 685,7	2 238,5	-16,7	1 010,7	905,0	-10,5	1 675,0	1 333,5	-20,4
Gaz naturel commercialisable	5 110,6	4 738,6	-7,3	2 312,1	2 159,7	-6,6	2 798,5	2 578,8	-7,8
Liquides de gaz naturel - terrain	1 149,1	1 054,7	-8,2	340,3	317,1	-6,8	808,8	737,7	-8,8
Liquides de gaz naturel - retraitement	539,5	434,2	-19,5	344,4	272,7	-20,8	195,1	161,5	-17,2
Production totale	19 576,4	16 591,5	-15,3	7 985,1	7 061,0	-11,6	11 591,3	9 530,5	-17,8

Volume en milliers de mètres cubes	Sociétés intégrées et raffineurs			Petits producteurs de pétrole et de gaz			Grands producteurs de pétrole et de gaz		
	1990	1991	Varia. %	1990	1991	Varia. %	1990	1991	Varia. %
Pétrole brut classique	18 998,7	17 197,1	-9,5	13 108,2	14 130,5	7,8	33 194,2	32 509,8	-2,1
Sables pétrolifères	12 400,7	12 699,0	2,4	326,0	397,0	21,8	6 221,5	6 460,6	3,8
Gaz naturel commercialisable (millions de m3)	21 723,1	22 541,7	3,8	22 795,9	23 992,2	5,2	48 996,5	50 998,7	4,1
Liquides de gaz naturel - terrain	4 118,3	4 211,1	2,3	1 389,2	1 628,7	17,2	5 632,6	5 889,4	4,6
Liquides de gaz naturel - retraitement	2 776,0	2 279,7	-17,9	98,3	116,8	18,8	3 272,0	3 002,0	-8,3
Production totale - équivalent pétrole brut [a]	55 984,4	55 471,3	-0,9	36 445,9	38 886,5	6,7	91 537,4	93 274,2	1,9
Valeur en millions de dollars			%			%			%
Pétrole brut classique	2 923,6	2 150,1	-26,5	1 925,1	1 716,0	-10,9	4 934,7	3 957,1	-19,8
Sables pétrolifères	1 666,9	1 343,0	-19,4	44,4	24,9	-44	974,4	870,6	-10,6
Gaz naturel commercialisable	1 181,6	1 065,7	-9,8	1 240,6	1 193,7	-3,8	2 688,3	2 479,2	-7,8
Liquides de gaz naturel - terrain	433,3	382,5	-11,7	134,0	145,0	8,2	581,8	527,3	-9,4
Liquides de gaz naturel - retraitement	224,9	179,2	-20,3	8,6	9,3	9,0	306,0	245,7	-19,7
Production totale	6 579,8	5 272,4	-19,9	3 365,8	3 102,6	-7,8	9 630,8	82 16,5	-14,7

(a) Comprend le soufre, mais exclut la production de LGN tirée des usines de retraitement.

B16

Frais d'exploitation en amont et redevances
en millions de dollars

Par Province	Alberta			Colombie-Britannique			Saskatchewan		
	1990	1991	Varia. %	1990	1991	Varia. %	1990	1991	Varia. %
Activités associées	2 394,6	2 511,5	4,9	164,1	178,4	8,7	351,1	365,7	4,2
Usines de traitement de gaz naturel	580,8	598,3	3,0	23,3	27,4	17,8	14,0	11,6	-17,1
Sables pétrolifères (a)	1 436,8	1 444,1	0,5	—	—	—	—	—	—
Taxes (excluant l'impôt sur le revenu)	99,3	115,1	16,0	2,7	4,4	62,1	20,3	14,7	-27,3
Frais généraux d'exploitation	1 366,2	1 444,2	5,7	47,7	58,9	23,3	128,4	122,0	-4,9
Total, frais d'exploitation	5 877,6	6 113,3	4,0	237,8	269,0	13,1	513,7	514,1	0,1
Redevances fédérales de la Couronne	1,1	0,5	-54,5	—	—	—	1,0	1,5	43,2
Redevances et taxes provinciales	2 369,5	1 921,1	-18,9	114,0	115,8	1,6	239,0	182,3	-23,8
Autres redevances et paiements (b)	406,1	334,4	-17,7	21,1	21,1	0,2	72,1	64,9	-10,0
Redevances totales	2 776,7	2 256,0	-18,8	135,1	137,0	1,4	312,2	248,7	-20,3

Par groupe de sociétés	Total de l'industrie			Sociétés sous contrôle canadien			Sociétés sous contrôle étranger		
	1990	1991	Varia. %	1990	1991	Varia. %	1990	1991	Varia. %
Activités associées	2 988,4	3 142,2	5,1	1 253,2	1 365,4	9,0	1 735,2	1 776,8	2,4
Usines de traitement de gaz naturel	648,7	666,3	2,7	317,1	325,3	2,6	331,6	340,9	2,8
Sables pétrolifères (a)	1 436,8	1 444,1	0,5	632,8	637,1	0,7	804,0	807,0	0,4
Taxes (excluant l'impôt sur le revenu)	126,1	139,2	10,4	39,0	31,1	-20,2	87,2	108,2	24,1
Frais généraux d'exploitation	1 588,5	1 666,3	4,9	557,8	654,3	17,3	1 030,7	1 012,0	-1,8
Total, frais d'exploitation	6 788,6	7 058,2	4,0	2 799,9	3 013,3	7,6	3 988,7	4 044,9	1,4
Redevances fédérales de la Couronne	2,6	2,5	-5,0	1,8	1,9	2,8	0,8	0,6	-23,4
Redevances et taxes provinciales	2 735,3	2 227,0	-18,6	995,5	870,8	-12,5	1 739,7	1 356,2	-22,0
Autres redevances et paiements (b)	522,4	452,8	-13,3	257,8	214,0	-17,0	264,6	238,8	-9,7
Redevances totales	3 260,3	2 682,2	-17,7	1 255,2	1 086,6	-13,4	2 005,1	1 595,6	-20,4

	Sociétés intégrées et raffineurs			Petits producteurs de pétrole et de gaz			Grands producteurs de pétrole et de gaz		
	1990	1991	Varia. %	1990	1991	Varia. %	1990	1991	Varia. %
Activités associées	812,0	809,4	-0,3	707,0	849,2	20,1	1 469,5	1 483,6	1,0
Usines de traitement de gaz naturel	238,4	230,6	-3,3	96,6	108,2	12,1	313,8	327,4	4,3
Sables pétrolifères (a)	829,2	852,2	2,8	5,5	5,4	-2,1	602,1	586,5	-2,6
Taxes (excluant l'impôt sur le revenu)	34,5	43,5	26,3	21,4	19,7	-7,9	70,3	76,0	8,1
Frais généraux d'exploitation	614,3	527,6	-14,1	250,0	256,9	2,8	724,2	881,8	21,8
Total, frais d'exploitation	2 528,3	2 463,4	-2,6	1 080,5	1 239,5	14,7	3 179,9	3 355,3	5,5
Redevances fédérales de la Couronne	0,1	—	100,0	1,2	1,7	0,2	1,3	0,8	-41,7
Redevances et taxes provinciales	799,1	590,1	-26,2	462,3	446,0	-3,5	1 473,9	1 190,8	-19,2
Autres redevances et paiements (b)	146,0	140,5	-3,7	154,0	126,8	-17,7	222,4	185,5	-16,6
Redevances totales	945,2	730,7	-22,7	617,5	574,5	-7,0	1 697,6	1 377,1	-18,9

(a) Comprend les coûts associés à l'enlèvement de la terre de surface.
(b) Comprend les redevances versées au gouvernement du Canada, ainsi que les paiements relatifs à la participation du gouvernement fédéral dans les bénéfices nets.

B17

États des revenus et des dépenses de 1982 à 1991

en millions de dollars

	1982	1983	1984	1985	Amont 1986	1987	1988	1989	1990	1991
Recettes totales	20 978	23 883	26 576	27 840	16 896	17 846	15 712	17 509	20 908	18 067
Redevances et autres paiements	5 610	6 093	6 458	6 326	3 130	3 048	2 528	2 733	3 260	2 682
TRPG et autres taxes	1 946	2 027	2 237	1 998	451	—	—	—	—	—
Recettes totales après redevances et taxes	13 422	15 762	17 882	19 516	13 316	14 798	13 183	14 776	17 648	15 385
Frais d'intérêt	1 567	1 434	1 655	1 570	1 691	1 633	1 403	1 306	1 273	1 152
Frais d'exploitation	3 979	4 188	4 683	5 226	5 184	5 043	5 762	6 371	6 893	7 137
Frais de recherche (excluant sables pétrolifères)	72	51	64	68	71	62	81	65	64	65
Autres frais	126	132	128	167	153	123	123	121	122	80
Frais de R-D des sables pétrolifères	57	35	27	36	38	27	37	42	47	65
Dépenses E&M	982	824	1 085	1 033	1 128	866	1 356	1 097	1 167	873
Dépréciation	546	689	726	834	875	909	1 062	1 172	1 207	1 352
Épuisement	816	1 083	1 412	1 718	2 227	1 874	2 125	2 301	2 818	2 844
Sommes radiées et amortissement	418	1 045	605	526	1 073	881	585	650	654	2 724
Frais non monétaires et E&M	2 818	3 677	3 856	4 147	5 341	4 556	5 164	5 262	5 893	7 858
Revenus avant impôts	4 860	6 281	7 495	8 338	875	3 380	650	1 650	3 403	- 906
Impôt fédéral [a]	1 687	2 242	2 303	2 482	757	970	191	408	912	582
Impôts provinciaux	175	389	607	547	19	151	- 160	- 40	218	128
Impôts courants	1 862	2 631	2 910	3 029	776	1 122	31	368	1 130	710
Revenus après impôts courants	2 998	3 650	4 585	5 309	99	2 259	620	1 282	2 273	- 1 616
Impôts reportés	1 018	1 205	1 724	1 705	33	369	86	440	528	- 329
Bénéfices nets après impôts	1 954	2 444	2 872	3 604	66	1 890	533	842	1 745	- 1 287
Postes extraordinaires	100	75	6	- 334	- 1 969	77	229	- 177	- 34	45
Bénéfices nets après postes extraordinaires	2 054	2 519	2 878	3 270	- 1 903	1 966	763	665	1 711	- 1 243
Ressources d'autofinancement	5 790	7 325	8 452	9 456	5 440	6 815	5 784	6 544	8 166	6 242

	1982	1983	1984	1985	Aval 1986	1987	1988	1989	1990	1991
Recettes totales	31 263	30 660	31 244	33 376	26 171	27 019	26 982	28 824	32 869	28 954
Taxes de vente, d'accise et autres taxes	1 811	1 777	1 935	2 314	2 972	3 963	4 251	4 861	5 123	3 225
Recettes totales après taxes	29 452	28 883	29 310	31 062	23 200	23 056	22 731	23 963	27 745	25 729
Coût des biens vendus	25 115	25 351	24 930	26 276	17 672	17 291	15 653	16 942	20 167	19 501
Frais d'intérêt	260	298	361	201	119	94	76	303	323	309
Frais d'exploitation	2 824	2 677	2 854	3 252	3 189	3 319	3 771	4 121	5 198	4 902
Frais de R-D	68	62	68	80	70	69	86	98	99	116
Autres frais	159	189	35	43	54	10	7	- 2	- 3	3
Dépréciation	446	572	612	686	698	709	761	807	911	913
Sommes radiées et amortissement	26	61	30	170	- 68	19	23	28	71	700
Frais non monétaires	473	634	642	856	630	728	784	836	981	1 613
Revenus avant impôts	519	- 307	420	353	1 466	1 546	2 354	1 665	979	- 716
Impôt fédéral [a]	- 175	- 346	- 17	107	346	431	578	426	465	36
Impôts provinciaux	- 71	- 118	- 3	19	73	119	212	167	177	1
Impôts courants	- 246	- 444	- 20	126	420	551	791	593	641	37
Revenus après impôts courants	765	137	441	227	1 046	995	1 564	1 072	338	- 753
Impôts reportés	424	213	86	- 116	- 7	107	135	78	- 164	- 228
Bénéfices nets après impôts	376	- 77	355	344	1 053	888	1 429	994	502	- 524
Postes extraordinaires	44	- 9	35	- 129	- 213	18	49	- 69	2	- 76
Bénéfices nets après postes extraordinaires	420	- 86	386	215	840	906	1 478	926	503	- 600
Ressources d'autofinancement	1 273	770	1 082	1 083	1 676	1 723	2 347	1 908	1 319	860

(a) L'impôt sur les grandes sociétés est inclus dans cette sous-division.

B17 (suite)

États des revenus et des dépenses de 1982 à 1991

en millions de dollars

	Autres activités au Canada et activités à l'étranger									
	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
Recettes totales	4 856	4 590	4 755	4 877	4 331	4 112	4 103	4 164	4 357	4 242
Redevances et autres taxes	204	75	100	169	109	111	76	112	167	112
Recettes totales après redevances et taxes	4 652	4 515	4 655	4 709	4 222	4 001	4 027	4 053	4 190	4 130
Coût des biens vendus	1 265	1 679	1 243	1 360	1 379	1 612	1 233	1 681	1 975	2 045
Frais d'intérêt	874	778	784	689	915	535	564	930	887	685
Frais d'exploitation	1 643	1 309	1 286	1 514	1 144	984	1 236	1 144	1 203	1 165
Frais de R-D	5	10	10	7	11	3	2	10	8	9
Autres frais	636	179	182	181	176	135	133	41	54	49
Dépenses E&M	92	60	55	68	30	44	203	148	139	136
Dépréciation	319	318	373	280	310	262	267	191	273	230
Épuisement	224	252	298	469	662	326	401	268	286	263
Sommes radiées et amortissement	456	832	230	203	256	– 85	– 74	162	– 235	360
Frais non monétaires et E&M	1 092	1 462	955	1 019	1 259	548	798	770	462	989
Revenus avant impôts	– 861	– 903	196	– 63	– 663	185	61	– 522	– 400	– 812
Impôt fédéral[a]	– 6	54	8	16	– 172	– 52	48	– 156	– 83	– 162
Impôts provinciaux	– 8	– 15	– 49	– 26	– 32	– 45	– 1	– 129	– 108	– 127
Impôts courants	– 14	39	– 40	– 9	– 204	– 97	47	– 285	– 191	– 289
Revenus après impôts courants	– 848	– 942	236	– 54	– 458	282	14	– 238	– 209	– 524
Impôts reportés	– 151	– 31	130	70	– 5	6	4	– 17	– 238	– 1
Bénéfices nets après impôts	– 697	– 911	106	– 124	– 453	275	9	– 221	29	– 522
Postes extraordinaires	8	—	92	– 134	– 1 302	15	– 109	– 28	9	—
Bénéfices nets après postes extraordinaires	– 733	– 911	197	– 258	– 1 754	291	– 100	– 250	38	– 523
Ressources d'autofinancement	244	520	1 191	965	801	829	811	532	253	465

	Total des activités									
	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
Recettes totales	57 097	59 133	62 575	66 092	47 399	48 977	46 796	50 498	58 134	51 263
Redevances et autres paiements	5 610	6 093	6 458	6 326	3 130	3 048	2 528	2 733	3 260	2 682
Taxes de vente, d'accise et autres taxes	3 961	3 879	4 271	4 480	3 531	4 074	4 327	4 973	5 290	3 338
Recettes totales après redevances et taxes	47 302	49 160	51 847	55 286	40 737	41 855	39 941	42 792	49 584	45 244
Coût des biens vendus	26 380	27 031	26 173	27 636	19 051	18 903	16 886	18 622	22 142	21 546
Frais d'intérêt	2 701	2 510	2 800	2 460	2 724	2 262	2 044	2 539	2 484	2 145
Frais d'exploitation	8 222	8 174	8 823	9 992	9 517	9 346	10 769	11 637	13 294	13 205
Fris de R-D	144	122	142	156	153	135	169	173	172	190
Autres frais	920	500	344	391	383	267	264	160	174	132
Frais de R-D des sables pétrolifères	57	35	27	36	38	27	37	42	47	66
Dépenses E&M	1 074	884	1 140	1 101	1 159	910	1 559	1 245	1 306	1 009
Dépréciation	1 312	1 579	1 711	1 799	1 883	1 881	2 090	2 171	2 391	2 496
Épuisement	1 041	1 335	1 710	2 187	2 889	2 200	2 526	2 569	3 103	3 107
Sommes radiées et amortissement	900	1 939	865	899	1 261	814	533	841	489	3 784
Frais non monétaires et E&M	4 383	5 773	5 452	6 022	7 230	5 832	6 745	6 868	7 336	10 460
Revenus avant impôts	4 553	5 050	8 111	8 628	1 679	5 111	3 065	2 793	3 982	– 2 435
Impôt fédéral[a]	1 506	1 950	2 294	2 605	931	1 350	817	679	1 294	456
Impôts provinciaux	96	256	556	540	60	226	51	– 2	286	2
Impôts courants	1 602	2 206	2 850	3 146	991	1 575	868	676	1 580	458
Revenus après impôts courants	2 950	2 844	5 262	5 482	687	3 536	2 197	2 116	2 402	– 2 893
Impôts reportés	1 291	1 387	1 940	1 659	21	482	226	501	126	– 559
Bénéfices nets après impôts	1 633	1 456	3 333	3 823	666	3 053	1 971	1 615	2 276	– 2 334
Postes extraordinaires	153	66	132	– 596	– 3 484	110	170	– 274	– 24	– 32
Bénéfices nets après postes extraordinaires	1 741	1 522	3 465	3 227	– 2 818	3 163	2 141	1 341	2 252	– 2 366
Ressources d'autofinancement	7 307	8 615	10 725	11 504	7 917	9 367	8 942	8 984	9 738	7 567

(a) L'impôt sur les grandes sociétés est inclus dans cette sous-division.

B18

Sources et affectations de fonds de 1982 à 1991
en millions de dollars

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
Ressources d'autofinancement	7 307	8 615	10 725	11 504	7 917	9 367	8 942	8 984	9 738	7 567
Augmentation nette de la dette à long terme	3 532	1 814	4 184	1 887	1 874	915	2 284	5 344	2 662	3 423
Émission d'actions	3 218	2 130	1 814	2 006	2 385	1 798	2 356	3 036	1 696	2 112
Subventions, contributions et autres	1 468	1 658	1 885	1 854	1 122	507	423	214	—	—
Toutes autres sources	3 150	2 998	5 052	4 134	4 817	7 596	4 480	3 907	4 135	3 553
Diminution du fonds de roulement	4 380	1 527	906	2 795	3 333	2 021	4 801	1 590	1 621	2 355
Total des sources de fonds	23 055	18 754	24 565	24 181	21 448	22 204	23 286	23 085	19 947	19 167
Dépenses en capital, amont	6 448	6 789	7 934	9 243	6 235	5 527	6 777	5 692	6 588	7 367
Dépenses en capital, aval	2 180	1 611	897	751	725	1 126	1 189	1 177	1 037	1 240
Dépenses en capital, autres activités canadiennes	1 914	1 157	827	778	368	403	515	526	558	280
Dépenses en capital au Canada	10 542	9 557	9 658	10 773	7 328	7 057	8 480	7 395	8 182	8 887
Dépenses en capital aux É.-U.	589	327	315	718	145	150	144	130	153	152
Autres dépenses à l'étranger	563	442	360	472	425	345	468	404	501	658
Dépenses en capital à l'étranger	1 152	769	675	1 190	570	495	611	534	654	810
Total des dépenses en capital	11 694	10 325	10 333	11 963	7 898	7 552	9 092	7 929	8 836	9 696
Dividendes:										
Actions ordinaires	8	96	34	1 507	2 253	1 158	2 056	1 087	1 386	1 227
Actions privilégiées	138	141	147	268	296	329	408	276	285	127
Total	1 115	1 234	1 334	1 775	2 549	1 487	2 464	1 363	1 671	1 354
Réduction de l'avoir propre	632	568	166	528	452	456	1 408	831	690	977
Total, dividendes et réduction de l'avoir propre	1 747	1 802	1 500	2 302	3 001	1 943	3 872	2 194	2 361	2 331
Réduction nette de la dette à long terme	3 561	1 545	2 576	1 884	2 931	4 533	2 681	1 999	3 130	1 744
Toutes autres affectations	4 772	3 114	5 652	5 819	6 783	6 137	6 146	9 427	4 038	3 034
Augmentation du fonds de roulement	1 281	1 968	4 504	2 212	836	2 040	1 496	1 536	1 582	2 361
Total des affectations de fonds	23 055	18 754	24 565	24 181	21 448	22 204	23 286	23 085	19 947	19 167

C

Glossaire

Acquisition – acquisition d'actions d'une autre société pétrolière ou achat de l'actif d'une telle société. Les dépenses en capital destinées à cette fin sont incluses dans "autres affectations de fonds" dans les rapports d'examen. (*Acquisitions*)

Autres activités au Canada – comprend les services de forage, l'extration du charbon, de l'uranium et des métaux ainsi que d'autres activités qui ne sont pas liées directement à l'activité pétrolière. L'activité des sociétés peut également être visée par cette définition. (*Other Canadian Operations*)

Amortissement – sur une période donnée, la dépréciation, l'épuisement et les autres montants de l'actif tangible et intangible imputés aux dépenses courantes. Ces montants comprennent les coûts encourus pour les propriétés, avant que celles-ci ne soient mises en valeur et en production. (*Amortization*)

Autres affectations de fonds – affectations tels les acquisitions, les achats de machines et de matériel usagés et les investissements à long terme. (*All Other Uses of Funds*)

Autres sources de fonds – produits de la vente des actifs ou des investissements à long terme, paiements anticipés applicables à la production future et reclassification d'une dette importante de court terme à long terme, comme il est arrivé en 1984. (*All Other Sources of Funds*)

Avoir propre – valeur comptable du capital libéré des actionnaires, du surplus d'apport et des bénéfices non répartis. (*Equity*)

Capital utilisé – valeur comptable nette de l'actif total moins le passif courant. (*Capital Employed*)

Contrôle canadien – en général, une société est sous contrôle canadien lorsque 50% ou plus de ses actions avec droit de vote sont détenues directement ou indirectement par des résidents du Canada. Dans quelques cas exceptionnels, lorsqu'une tranche importante d'actions est détenue par des résidents canadiens et que les autres actions sont détenues par des tiers, une société peut de fait être sous contrôle canadien même si plus de 50% de ses actions avec droit de vote sont détenues par des non-résidents. (*Canadian Control*)

Conversion en pétrole brut et équivalents – conversion en se fiant au contenu calorifique de ces hydrocarbures, des volumes de gaz naturel, du gaz de pétrole liquifié et du pentane plus en volumes équivalents de pétrole brut. (*Oil Equivalent Conversion*)

Critère de limite maximale – exercice de recouvrement des coûts qui permet aux utilisateurs d'états financiers de supposer que la production des réserves prouvées existantes ne se soldera pas par une perte. *(ceiling test)*

Dépenses en capital – investissements dans la machinerie, l'équipement, les structures et les avoirs miniers, capitalisés ou imputés directement aux activités courantes, ainsi que les actifs intangibles (par ex., coût de location d'équipement), l'intérêt capitalisé et les dépenses d'entretien capitalisées. (*Capital Expenditures*)

Dépenses de mise en valeur – dépenses comprenant les coûts de forage et d'achèvement de puits dans une région où l'existence de réserves de pétrole et de gaz naturel est déjà prouvée, le coût des réseaux de collecte et des installations de séparation sur le terrain et le coût d'achat de réserves prouvées. (*Development Expenditures*)

Dépenses de production – dépenses liées à la production de pétrole brut et de gaz naturel. Les dépenses liées aux usines de traitement du gaz naturel sont incluses. (*Production Expenditures*)

Dépréciation – montant imputé sur les dépenses applicables à l'actif susceptible de dépréciation qui a été capitalisé. Cela ne correspond pas à la déduction pour amortissement utilisée pour calculer la dépréciation aux fins d'impôt. (*Depreciation*)

Dette à long terme – dette dont l'échéance dépasse un an. Les actions privilégiées peuvent être considérées comme une dette à long terme lorsqu'elles sont rachetables à un montant fixe sans privilège de conversion ou droit de vote. (*Long-term Debt*)

Épuisement – montant imputé sur les dépenses dans les états financiers de la société, applicable à l'actif susceptible

d'épuisement qui a été capitalisé. Il ne s'agit pas de la déduction pour épuisement gagné calculée aux fins d'impôt. (*Depletion*)

Extraction minière des ressources énergétiques – extraction de l'uranium et du charbon (exclut l'extraction des sables pétrolifères). (*Energy Mining*)

Fonds de roulement – actif à court terme (liquidités, investissements à court terme, comptes à recevoir, stocks) moins le passif à court terme (comptes à payer, dettes et titres venant à échéance dans moins d'un an). (*Working Capital*)

Frais d'exploration – comprend tous les droits d'affermage et les coûts d'acquisition des terres, les dépenses liées à des travaux géologiques et géophysiques et les coûts des forages d'exploration, qu'ils soient capitalisés ou imputés à la période courante. Les forages d'exploration désignent généralement les puits forés en dehors des limites d'une région prouvée ou à l'intérieur des limites d'une telle région mais dans une zone inconnue. Ces forages servent à déterminer l'existence de réserves pétrolières ou gazières. Les coûts des puits improductifs, les tubages et autres matériaux et équipements abandonnés sur place sont également inclus. (*Exploration Costs*)

Frais non monétaires – désigne les entrées imputées à la période visée par le rapport sans qu'il s'agisse de dépenses monétaires réelles engagées au cours de ladite période, comme la dépréciation, l'épuisement et l'amortissement. (*Non-cash Charges*)

Grands producteurs – sociétés qui réalisent chacune plus de 1 % des recettes totales de l'industrie dans le secteur amont et dont les activités sont surtout axées sur l'exploration et la production. (*Senior Producers*)

Impôts reportés – impôts accumulés et considérés comme dépense dans l'état des résultats, mais non payables pendant la période visée. Les impôts sont reportés, par exemple, lorsque les biens immobilisés sont amortis (au moyen de la déduction pour amortissement) aux fins d'impôt à des taux supérieurs aux taux utilisés pour préparer les rapports financiers. (*Deferred Income Taxes*)

Impôts courants – partie de l'impôt sur le revenu, tant fédéral que provincial, se rapportant à la période visée par le rapport et réputée exigible. (*Current Income Taxes*)

Impôt sur les grandes sociétés – en vigueur depuis le budget fédéral du 27 avril 1989, cet impôt représente 0,175 % du capital employé au Canada par les sociétés dépassant 10 millions de dollars. Il peut être porté en déduction de l'actuelle surtaxe de 3 % imposée aux sociétés, mais n'est pas déductible dans le calcul du revenu imposable des sociétés. (*Large Corporations Tax*)

Méthode de capitalisation du coût de la recherche fructueuse – méthode comptable selon laquelle seuls sont capitalisés les coûts qui entraînent directement des bénéfices futurs identifiables et qui sont liés à la découverte, à l'acquisition ou à la mise en valeur de réserves particulières. Les coûts qui ne donnent pas lieu à des bénéfices futurs identifiables sont généralement imputés sur les dépenses à mesure qu'ils sont engagés, ou sont éliminés quand les gisements sont reconnus improductifs. Sont inclus les coûts liés aux études géologiques et géophysiques, à la rétention des gisements inexploités et aux activités d'exploration et de mise en valeur de gisements improductifs. (*Successful Efforts Accounting*)

Méthode de capitalisation du coût entier – méthode comptable selon laquelle tous les coûts liés à la prospection et à l'acquisition de réserves, à l'exploration et à la mise en valeur de gisements dans des centres de coûts sont initialement capitalisés et imputés uniquement sur les dépenses à mesure que les gisements auxquels s'appliquent les coûts sont mis en production. Les coûts engagés comprennent les frais de prospection, de location, d'acquisition, de rétention, d'exploration et de mise en valeur ainsi que les frais indirects associés (c'est-à-dire les frais généraux et d'administration). Les frais d'exploitation sont défrayés à mesure qu'ils sont engagés. (*Full Cost Accounting*)

Participation canadienne – la proportion des actions totales assorties du droit de vote d'une société qui est détenue, directement ou indirectement (par l'intermédiaire d'autres sociétés),

par des résidents canadiens. (*Canadian Ownership*)

Petits producteurs – sociétés dont les travaux sont surtout axés sur l'exploration et la production et dont les activités amont de chacune représentent moins de 1 % des recettes totales de l'industrie. (*Junior Producers*)

Pétrole classique – pétrole brut extrait à partir d'un puits qui utilise des méthodes de production standards.

Pétrole lourd non classique – pétrole à très grande viscosité, uniquement récupérable dans une très faible mesure par les méthodes de production courantes. (*Non-conventional Heavy Oil*)

Poste extraordinaire – élément de revenu ou de dépense occasionné par des transactions très irrégulières et auquel on ne prévoit pas avoir à faire face à l'avenir. (*Extraordinary Item*)

Rapport d'endettement – rapport du passif à long terme (plus d'une année) à l'avoir propre des actionnaires (capital-actions plus bénéfices non répartis) à la fin d'une période. Les actions privilégiées peuvent être considérées comme dette ou comme avoir propre, selon les modalités applicables à ces actions (voir "Dette à long terme"). (*Debt/Equity Ratio*)

Récupération "in-situ" – concerne les méthodes de récupération applicables aux formations de sables pétrolifères et de pétrole lourd sans enlèvement des conglomérats de l'emplacement. (*In-situ Recovery*)

Ressources d'autofinancement – revenu net après impôts, plus les dépenses d'exploration et de mise en valeur engagées au cours de la période visée par le rapport, la dépréciation, l'épuisement, l'amortissement et les impôts reportés. (*Internal Cash Flow*)

Sables pétrolifères – gisements de sable et d'argile (excluant les schistes bitumineux) fortement imprégnés de bitume semi-solide ou solide, appelés aussi sables asphaltiques. Les gisements de l'Athabasca, de Peace River, de Wabasca, de Cold Lake et de Buffalo Head Hills sont les principales réserves du Canada. (*Oil Sands*)

Secteur amont – activités et travaux liés à la recherche, à la mise en valeur, à la production, à l'extraction et à la récupération du pétrole brut, du gaz naturel, des liquides de gaz naturel et du soufre, ainsi qu'à la production de pétrole synthétique. (*Upstream Segment*)

Secteur aval – comprend le raffinage, la commercialisation, le transport et les activités liées aux produits pétrochimiques. (*Downstream Segment*)

Sociétés intégrées – sociétés individuelles qui perçoivent des recettes importantes tant dans le secteur amont qu'aval. (*Integrated Companies*)

Sources externes de fonds – sources de fonds autres que les ressources d'autofinancement, principalement la dette à long terme et l'avoir propre. (*External Sources of Funds*)

Terres du Canada – les zones du Canada situées à l'extérieur des limites provinciales. (*Canada Lands*)

D

Mandat de la DSSP

Mandat en vertu de la Loi sur la surveillance du secteur énergétique

Des renseignements exhaustifs et objectifs ont été préparés sur les résultats financiers et d'exploitation des entreprises du secteur de l'énergie, concernant notamment l'industrie pétrolière au Canada depuis 1977. Deux lois ont successivement autorisé la collecte et l'analyse des renseignements requis. La première loi était la Loi sur le contrôle des sociétés pétrolières de 1977-1978, qui a été abrogée et remplacée en février 1983 par la Loi sur la surveillance du secteur énergétique. Cette dernière loi constitue aujourd'hui le cadre juridique dans lequel sont recueillis et publiés les renseignements de l'actuel **Examen de l'activité de l'industrie canadienne du pétrole.**

De même, divers instruments administratifs ont successivement été utilisés pour recueillir ces renseignements et faire ces analyses. Jusqu'en 1980, en vertu de la Loi sur le contrôle des sociétés pétrolières, la Division de la surveillance du secteur pétrolier du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources (ÉMR) s'est vu confier par le ministre d'ÉMR la tâche de recueillir et d'analyser les données. En août 1980, le gouvernement a nommé un commissaire en vertu de la Loi sur les enquêtes pour réaliser les tâches de cueillette, d'analyse et de diffusion des données conformément à la Loi modifiée sur le contrôle des sociétés pétrolières. C'était là une mesure provisoire avant l'adoption et l'entrée en vigueur de la Loi sur la surveillance du secteur énergétique. C'est cette loi qui a créé l'Agence de surveillance du secteur pétrolier. Cette structure administrative a continué d'exister jusqu'à ce que le budget fédéral de février 1992 annonce la dissolution de l'Agence et le transfert de la fonction de surveillance de la Loi sur la surveillance du secteur énergétique au secteur de l'énergie du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources du Canada.

À l'alinéa 5, la loi stipule qu'une entreprise énergétique doit, deux fois par année, déposer des états exposant les données et renseignements concernant:

(a) la participation et le contrôle;

(b) la provenance et l'affectation des fonds;

(c) ses activités d'exploration, de mise en valeur, de production, de traitement, de raffinage et de commercialisation;

(d) les coûts et revenus;

(e) les déductions, crédits, allocations et reports dont elle bénéficie en vertu de la Loi de l'impôt sur le revenu;

(f) la répartition et l'affectation de ses revenus et bénéfices;

(g) ses ressources, réserves et autres biens;

(h) les autres entreprises dont elle est le propriétaire ou dans lesquelles elle a une participation;

(i) ses programmes de recherche et de développement; et,

(j) toute autre activité liée à la production du pétrole et du gaz naturel, au raffinage et à la commercialisation, ainsi que les fonds dérivés de telles activités.

Les entreprises énergétiques sont définies comme étant des particuliers, des sociétés, des sociétés en commandite, des fiducies ou des organismes qui se consacrent à l'exploration, à la mise en valeur, au raffinage et à la commercialisation de produits pétroliers et gaziers et dont les revenus annuels bruts consolidés ou la valeur des éléments d'actifs dépassent 10 millions de dollars. Les règlements d'application de la Loi stipulent que les revenus bruts et la valeur des éléments d'actifs sont déterminés conformément aux normes de comptabilité énoncées dans le Manuel de l'Institut canadien des comptables agréés. Actuellement, seules les sociétés sont surveillées par la DSSP. Chaque société énergétique est tenue de signaler, de façon consolidée, les activités des sociétés qu'elle contrôle ou qu'elle détient.

Sources de données et de renseignements

Les données publiées dans l'Examen de l'activité de l'industrie canadienne du pétrole sont des données cumulatives tirées surtout des annexes qui servent aux examens et qui sont prescrites par règlements[1]. Étant donné qu'une partie du rôle de cueillette de renseignements est également assurée par Statistique Canada, un certain nombre d'ententes de partage de données ont été négociées, en vertu de l'article 12 de la Loi sur la statistique. Ces ententes réduisent la charge supplémentaire que représente pour l'industrie l'ensemble des renseignements exigés. Ces renseignements sont aussi communiqués par ÉMR à Statistique Canada. Les ententes actuelles de partage de données portent sur:

- la propriété et le contrôle des entreprises énergétiques;
- la structure du capital;
- les mouvements internationaux de trésorerie;
- les dépenses de recherche et de développement;
- l'exploration, la mise en valeur et les prévisions de dépenses en capital;
- les statistiques financières trimestrielles des sociétés;
- l'emploi et la rémunération; et,
- les dépenses en capital et les coûts d'exploitation.

Les sept premières catégories ont trait aux renseignements transmis à la DSSP; la dernière comprend des renseignements transmis à Statistique Canada sur des sujets tels que les dépenses d'exploration, de mise en valeur et de production, et les redevances.

Portée des données

Les revenus bruts de l'industrie, tels qu'évalués dans les rapports de l'activité de l'industrie canadienne de pétrole à partir des déclarations de 155 entreprises, représentent environ 90% du total des revenus du secteur amont déterminé par Statistique Canada. La portion restante représente les entreprises dont les revenus ou l'actif sont inférieurs à des seuils fixés par la Loi sur la surveillance du secteur énergétique. Comme les données recueillis pas la DSSP portent sur un pourcentage élevé des revenus de l'industrie et sur toutes les entreprises, sauf les très petites, il est possible d'en tirer des conclusions qui s'appliquent à l'ensemble de l'industrie. La partie des données sur les autres indicateurs de rendement est donnée ci-dessous.

Comparaison des données de la DSSP et des données cumulatives de l'industrie pour 1991

Pourcentage de couverture des données cumulatives de l'industrie	
Revenus tirés de la production amont	93
Dépenses en capital en amont au Canada	95
Volumes de production	
Pétrole brut et liquides	90
Gaz naturel commercialisable	93
Volumes de vente des produits pétroliers	97

Comparaison des résultats de l'Examen de la DSSP et de Statistique Canada

Le rendement financier de l'industrie pétrolière est périodiquement comparé à celui d'autres secteurs de l'économie, à l'aide de données globales transmises par Statistique Canada. Les données sur les bénéfices nets et les taux de rendement présentés aux chapitres 1 et 2 du présent rapport diffèrent légèrement des résultats fournis au chapitre 3, puisque ces derniers sont établis d'après des données de Statistique Canada.

Les données sur l'industrie pétrolière établies par Statistique Canada portent sur un plus grand nombre d'entreprises que l'Examen de la DSSP, mais ne tiennent pas compte des entreprises du gouvernement ni des activités des sociétés pétrolières canadiennes à l'étranger. L'Examen de la DSSP couvre les activités globales des sociétés pétrolières au Canada, y compris les sociétés d'État, dans la mesure où ces sociétés répondent aux critères minima relatifs à l'actif et aux recettes. En outre, Statistique Canada peut rectifier les

(1) Les annexes actuellement prescrites sont données dans le règlement DORS/91-570.

données déclarées par une entreprise alors que la DSSP déclare les activités de l'industrie comme elles sont présentées.

En ce qui a trait au taux de rendement, les deux organismes établissent le rendement du capital utilisé en rajoutant aux bénéfices nets la portion nette d'impôts de l'intérêt sur la dette à long terme. Bien que la DSSP effectue ce calcul pour chaque compagnie, à l'aide du barème fiscal réglementaire applicable à la portion de frais d'intérêt susceptible d'accroître les bénéfices nets, le calcul des résultats globaux de l'industrie effectué par Statistique Canada est fondé sur le barème fiscal effectif, c'est-à-dire sur les impôts courants exprimés en pourcentage des bénéfices nets avant impôts.

Détermination de la participation et du contrôle

L'Examen de l'activité canadienne du pétrole présente chaque année des données sur le taux de participation et de contrôle canadiens de l'industrie du pétrole et du gaz au Canada. La méthodologie et les sources de données sur lesquelles se fondent les analyses sont résumées ci-dessous.

Pour déterminer le contrôle, la définition utilisée se fonde sur la possibilité qu'ont des actionnaires canadiens ou étrangers d'exercer un contrôle éventuel sur l'ensemble des activités d'une entreprise. Le contrôle est un droit contractuel conféré à une personne ou à un groupe de personnes qui l'autorise, dans la limite des statuts applicables, à diriger, présentement ou à l'avenir, les affaires ou la gestion d'une société, sur une base quotidienne ou autre, généralement par l'intermédiaire d'une majorité d'administrateurs désignés auprès du conseil d'administration. Il ne faut pas confondre la notion de contrôle avec celle de responsabilité de la gestion de l'entreprise. Le concept du contrôle est né du besoin de reconnaître la séparation, dans les sociétés modernes, entre les gestionnaires et les actionnaires. Ces derniers exercent leur contrôle sur les gestionnaires par le biais du conseil d'administration et des réunions d'actionnaires.

Par exemple, le contrôle exercé lors de la nomination et de l'élection de la majorité d'administrateurs est une forme de contrôle actif. Le contrôle persiste tout autant lorsque l'actionnaire qui détient toujours le droit d'intervenir choisit de ne pas l'exercer, quelle qu'en soit la raison. Cette décision de ne pas exercer activement un contrôle fait appel à la notion de contrôle potentiel. Pour les fins de la DSSP, les deux types de contrôle, actif et potentiel, sont équivalents. Tous deux représentent des formes de contrôle. La Loi sur les sociétés commerciales au Canada inclut le contrôle potentiel dans sa définition du contrôle, car elle prend en considération le nombre suffisant d'actions avec droit de vote qui, si celui-ci est exercé, permet d'élire une majorité d'administrateurs auprès du conseil d'administration.

Alors que le contrôle se fonde généralement sur la détention de 50 % ou plus des actions avec droit de vote, il est possible d'exercer un contrôle avec un bloc d'actions plus restreint. Une personne qui détient au moins 51 % des actions avec droit de vote, peut exercer ce que l'on appelle un contrôle "de jure". Celle qui détient moins de 50 % des actions avec droit de vote mais qui peut modifier la composition du conseil d'administration ou de la gestion, peut exercer un contrôle dit "de fait". Statistique Canada attribue le contrôle de fait d'une société publique, selon les termes de la Loi sur les déclarations des corporations et des syndicats ouvriers, à une personne qui détient au moins 20 % des actions en circulation avec droit de vote quand, parmi les autres actionnaires, il n'y en a pas deux qui détiennent autant que 20 % des actions[1]. La méthode de la DSSP pour déterminer le contrôle dans ces cas est conforme à celle de Statistique Canada. Le contrôle "de fait" peut aussi être conféré à une personne ou à un groupe de personnes qui possède moins de 51 % des actions avec droit de vote émises par une société publique ou privée. Les mécanismes suivants peuvent alors être utilisés:

(a) *Blocs d'actions avec droit de vote* – Deux actionnaires ou plus dont les actifs totalisent plus de 50 % des actions totales et qui agissent généralement d'un commun accord.

(b) *Convention entre actionnaires* – Entente qui lie certains ou tous les

(1) Ownership, Control, and Country of Control of Corporations, Statistique Canada 4 juin 1987, p.8.

actionnaires et qui leur permet de voter ou d'agir de différentes manières selon les circonstances, notamment en ce qui concerne la nomination des administrateurs.

(c) *Options* – Un actionnaire minoritaire jouit du droit d'acquérir en tout temps des actions additionnelles avec droit de vote afin de détenir 51 % ou plus des actions en circulation avec droit de vote.

(d) *Relations personnelles* – Deux actionnaires peuvent être considérés comme formant un seul groupe votant, lorsqu'ils ont des liens familiaux, maritaux ou adoptifs.

(e) *Directions partagées* – Quand une société A détient un pourcentage minimum d'actions avec droit de vote dans une société B, si elle constitue l'actionnaire minoritaire le plus important de la société B et si les deux sociétés partagent un grand nombre d'administrateurs, alors la société A est considérée comme exerçant un contrôle sur la société B.

Pour déterminer le contrôle à l'échelle de l'industrie, 100 % de l'étalon de la société sous contrôle est affecté à la catégorie pertinente de contrôle. Par conséquent, et sans égard au pourcentage de propriété des droits de vote détenus par des non-résidents, si la société est effectivement contrôlée par des non-résidents, dès lors, pour fins de statistique, 100 % de ses activités sont affectées au secteur sous contrôle étranger. Pour illustrer cette situation, diverses sociétés intégrées mentionnées dans le présent rapport, qui sont toutes sous contrôle étranger, affichent différentes proportions de propriété canadienne (jusqu'à 30 %). Toutefois, 100% de leurs activités est affecté au secteur sous contrôle étranger lors du calcul du niveau de contrôle étranger.

Dans le cas de la participation, ce pourcentage de l'étalon utilisé qui représente la participation ultime de l'avoir propre détenu par des étrangers est assigné à la catégorie appartenant à des étrangers, alors que celui des résidents canadiens est assigné à la catégorie appartenant à des Canadiens.

Les étalons les plus communément utilisés sont les recettes amont ou l'ensemble des recettes associées aux produits pétroliers (amont plus aval). Le taux de participation et de contrôle se mesure généralement d'après les recettes brutes, étant donné qu'elles traduisent le mieux le niveau d'activité économique et qu'elles constituent des éléments représentatifs stables des avantages économiques nets au cours d'une période donnée. Par exemple, la déduction des redevances des recettes pétrolières brutes n'aurait peu ou pas d'incidence sur la répartition relative des recettes entre les propriétaires canadiens et étrangers.

D'autres moyens de mesure existent (par exemple celui de l'actif ou du capital utilisé), mais ils affichent certaines carences étant donné qu'ils reposent sur les valeurs au livre d'origine plutôt que sur la valeur commerciale courante, et qu'ils doivent être assujettis aux différentes techniques comptables utilisées dans l'industrie pétrolière, comme la méthode de la capitalisation du coût entier ou la méthode de la capitalisation du coût de la recherche fructueuse.

L'accès aux données sur la participation et le contrôle, recueillies en vertu de la Loi sur les déclarations des corporations et des syndicats ouvriers (LDCSO) auprès des entreprises tenues de faire rapport en vertu de la Loi sur la surveillance du secteur énergétique, est accordée en vertu du règlement DORS/85-328. La LDCSO exige que tous les propriétaires de tranches d'actions équivalentes ou supérieures à 5% de l'ensemble des actions assorties de droits de vote, fournissent des renseignements détaillés sur le taux de participation. Si une société visée omet de présenter une déclaration en temps opportun aux termes de cette Loi, le règlement autorise la DSSP à obtenir directement les données sur la participation et le contrôle.

Comparaison des résultats entre certaines périodes

L'Examen de l'activité de l'industrie canadienne du pétrole permet de comparer les résultats de la période courante à ceux de périodes précédentes, jugées comparables. Ces comparaisons sont tributaires des modifications apportées à la liste des sociétés, définies ici comme "l'industrie",

selon le groupe d'analyse dont elles font partie (sociétés intégrées et raffineurs et les producteurs de pétrole et de gaz), et selon l'état de contrôle des entreprises déclarantes. Pour permettre d'établir des comparaisons valables entre différentes périodes, l'affiliation et le contrôle du groupe industriel sont établis de façon uniforme, d'après les renseignements déclarés pour la période courante, et intégrés aux résultats des périodes précédentes. Lorsque les données fournies couvrent plus de deux ans, l'affiliation et le contrôle du groupe correspondent à l'état des faits au moment de la déclaration des renseignements, sauf pour la période qui précède immédiatement.

La liste des entreprises déclarantes (c'est-à-dire les sociétés dont l'actif ou le chiffre de vente est supérieur à 10 millions de dollars) est mise à jour au cours de chaque période. Les nouvelles entreprises admissibles ne sont inscrites à l'ensemble et à leur groupe respectif que lorsque les résultats de deux périodes comparables sont disponibles. À l'occasion, des entreprises sont radiées du groupe industriel au cours de la période courante, soit par suite d'une acquisition ou de l'abandon des activités. Les résultats de la période précédente, tant dans le cas de l'industrie que du groupe mentionné dans le rapport de la période courante, doivent permettre de constater la suppression de l'entreprise sortante. De cette façon, elle n'est pas comprise dans les résultats globaux de la période courante et précédente. Lorsque la suppression du nom d'une entreprise résulte d'une acquisition par une autre entreprise déclarante, les résultats de l'entreprise acquise pour la période précédente sont ajoutés à ceux de l'entreprise qui en fait l'acquisition, et ce, que l'entreprise acquise fasse ou non partie du même groupe d'analyse que l'entreprise qui en fait l'acquisition.

L'acquisition de sociétés ou l'abandon d'activités au cours de la période courante peut permettre à une entreprise d'être intégrée à un groupe analytique autre que celui auquel elle avait été affectée dans le cadre de l'Examen de la période précédente. Par exemple, lorsqu'un membre d'un groupe intégré s'est départi de ses activités en aval au cours de la période courante, il peut être inclus dans le groupe des grands ou des petits producteurs, selon le cas, et ses résultats à ceux de l'ensemble du groupe pour la période antérieure correspondante. Il importe de noter que l'ensemble de l'actif et des recettes de l'entreprise qui se départit de ses activités pour la période précédente, sans égard à l'élément d'activité, est transféré au groupe d'analyse pour la période courante, en vue d'établir les résultats globaux du groupe d'analyse pour la période précédente.

Des rajustements du même ordre sont effectués dans le cas des résultats globaux du groupe d'analyse et de l'industrie quand la propriété d'une entreprise passe en des mains canadiennes ou étrangères. La nationalité des propriétaires pour la période courante détermine celle de la période précédente, pour fins de comparaison. Toutefois, dans la partie de l'Examen qui traite de la participation et du contrôle, l'analyse tient compte des changements de contrôle des sociétés déclarantes, lorsqu'ils se produisent.

E

Variations de la rentabilité dans le secteur amont

Dans l'Examen de l'activité 1990, la variabilité entre les taux de rendement des sociétés était présentée pour les années 1989 et 1990. Dans le présent examen, les taux de rendement du capital utilisé dans le secteur amont ont été calculés d'après une moyenne pondérée sur cinq ans afin d'essayer de réduire l'impact de pertes exceptionnellement grandes comme celles qui se sont produites en 1991 à cause des réductions de valeur selon le critère de limite maximale et des frais de restauration des lieux. Les données présentées montrent la moyenne d'une période de cinq ans se terminant en 1990 et en 1991.

Dans le cas de l'industrie pétrolière, le taux de rendement du capital utilisé dans le secteur amont varie pour une année donnée, non seulement entre les groupes de sociétés, mais également au sein même de ces groupes. Les types de transactions suivantes ont une influence considérable sur cette variabilité :

(a) Réductions de la valeur de l'actif ou gains et pertes sur la vente d'éléments d'actif;

(b) Réductions de valeur selon le critère de limite maximale.

Les autres raisons qui justifient ces variations de rentabilité sont notamment :

(a) Les combinaisons de production. Bien qu'elles aient connu une chute continue des prix depuis un sommet en 1984, les sociétés qui produisent du gaz naturel commercialisable ont pu accroître leur production pour compenser en partie la baisse des prix;

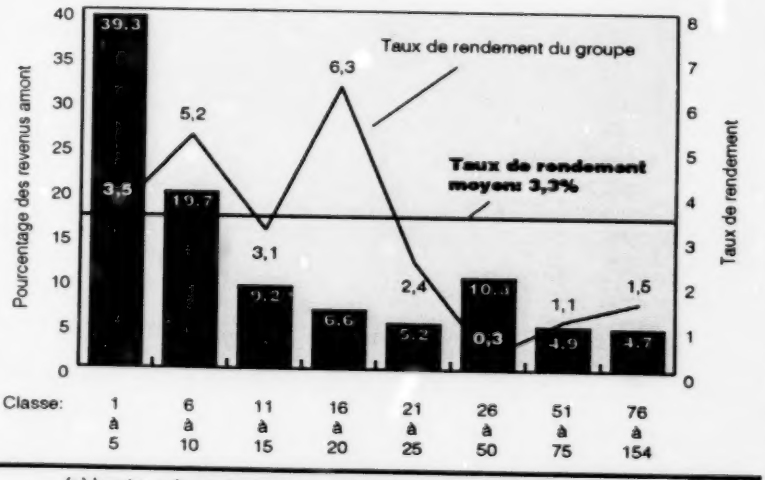
(b) Les sociétés qui achètent d'autres sociétés ou qui acquièrent des éléments d'actif indiquent le prix d'achat qui peut être plus élevé que la valeur comptable de la société acquise. Une telle procédure augmente la valeur de leur capital utilisé, et réduit les bénéfices nets futurs du fait de l'amortissement et de frais d'intérêt plus élevés;

(c) Les sociétés engagées dans de grands projets augmentent leur capital utilisé, mais les revenus qui y sont liés peuvent prendre des années à se concrétiser;

(d) Des changements dans l'application de pratiques comptables comme les frais de restauration des lieux.

Le graphique E.1 présente des données sur les sociétés pétrolières. Ces données

Graphique E.1
Taux de rendement du capital utilisé moyen dans le secteur amont[(a)], et parts des revenus du secteur
en pourcentage



(a) Les taux de rendement sont calculés d'après une moyenne pondérée sur cinq ans se terminant en 1991.

sont classées selon les revenus en amont de 1991 et les taux correspondants de rendement sur le capital utilisé moyen, la moyenne étant réalisée sur une période de cinq ans se terminant en 1991. Les 25 premières sociétés ont été regroupées en groupes de 5, les 50 suivantes en deux groupes de 25 et les 78 autres forment le dernier groupe. Le taux de rendement moyen pour la période de cinq ans se terminant en 1991 a été calculé pour chaque classe de sociétés. La ligne qui traverse le graphique représente le taux de rendement moyen de 3,3% pour l'ensemble du secteur amont de l'industrie du pétrole. Le taux de rendement moyen du capital utilisé sur une période de cinq ans se terminant en 1990 était également de 3,3%, ce qui traduit l'impact des pertes importantes enregistrées par l'industrie en 1986.

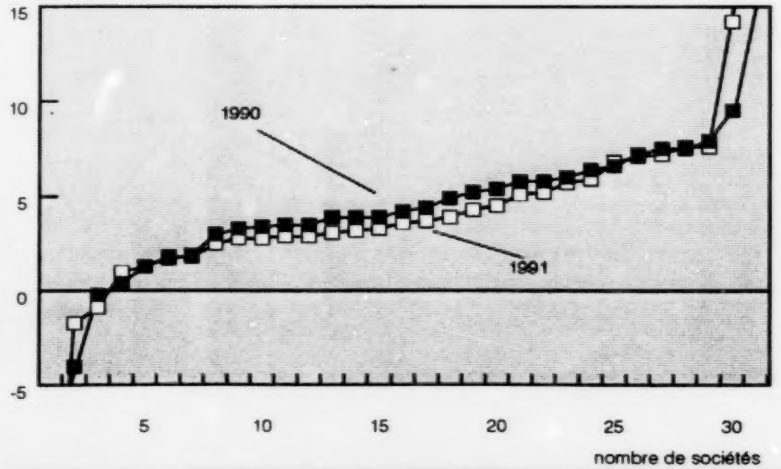
Les cinq plus grandes sociétés, en termes de revenus amont, comptent pour plus de 39% des recettes totales et ont un taux de rendement moyen sur cinq ans de 3,5% sur le capital utilisé. Parmi les 25 plus importantes sociétés, le groupe qui représente la classe de16 à 20 a le plus haut taux de rendement, soit 6,3%, alors que le groupe de 21 à 25 a le plus faible taux, soit 2,4%. Le groupe de sociétés classé de 26 à 50 a le plus bas taux moyen de rendement, soit 0,3%. Le groupe des 78 plus petites sociétés aurait un taux de rendement moyen négatif si une société n'avait pas déclaré un gain extrêmement important à la suite de la vente d'éléments d'actif.

Les graphiques E.2 et E.3 indiquent, en ordre croissant, les taux de rendement du capital utilisé moyen dans le secteur amont pour les périodes de cinq ans se terminant en 1990 et 1991. Les variations du taux de rendement des grands producteurs et des sociétés intégrées peuvent atteindre des valeurs inférieures à -10% et supérieures à 15%. Le rendement moyen de ce groupe de sociétés était de 4,1% pour la période de cinq ans se terminant en 1991, contre 3,8% pour la période de cinq ans se terminant en 1990.

Les taux de rendement des petits producteurs varient également beaucoup. Le taux de rendement moyen de la période de cinq ans se terminant en 1991 était de 0,8%, en baisse par rapport au taux de 1,6% pour la période de cinq ans se terminant en 1990.

Pour démontrer l'ampleur des variations du taux de rendement entre les périodes, le graphique E.4 indique les taux de rendement de chaque société en ordre croissant pour la période de cinq ans se terminant en 1991, ainsi que

Graphique E.2
Taux de rendement du capital utilisé moyen en amont[a] en ordre croissant, sociétés intégrées et grands producteurs

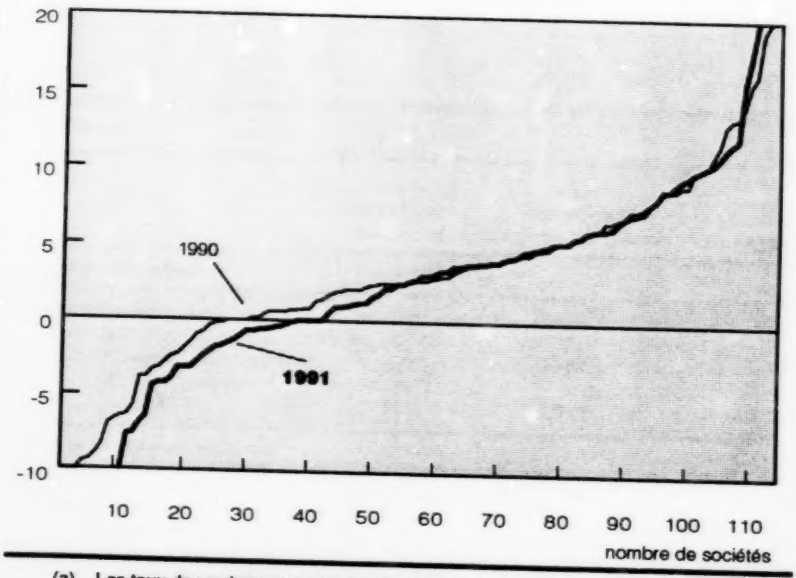


(a) Les taux de rendement sont calculés d'après une moyenne pondérée sur cinq ans se terminant en 1990 et 1991.

le résultat correspondant pour la période de cinq ans se terminant en 1990.

Bien que les variations entre les deux périodes soient prévisibles, les différences significatives proviennent généralement de transactions uniques ou inhabituelles survenues durant l'une ou l'autre des deux années 1986 et 1991. Toutefois, bien qu'il y ait eu d'importantes pertes tant en 1986 qu'en 1991, les taux de rendement de la période de cinq ans se terminant en 1991 étaient généralement plus élevés que ceux de la période se terminant en 1990. En 1986, un petit nombre de sociétés ont eu de très importantes sommes radiées, tandis qu'en 1991, la diminution était attribuable à un grand nombre de petites sociétés qui ont rapporté des réductions de valeur selon le critère de limite maximale.

Graphique E.3
Taux de rendement du capital utilisé moyen en amont[a] en ordre croissant, petits producteurs
en pourcentage

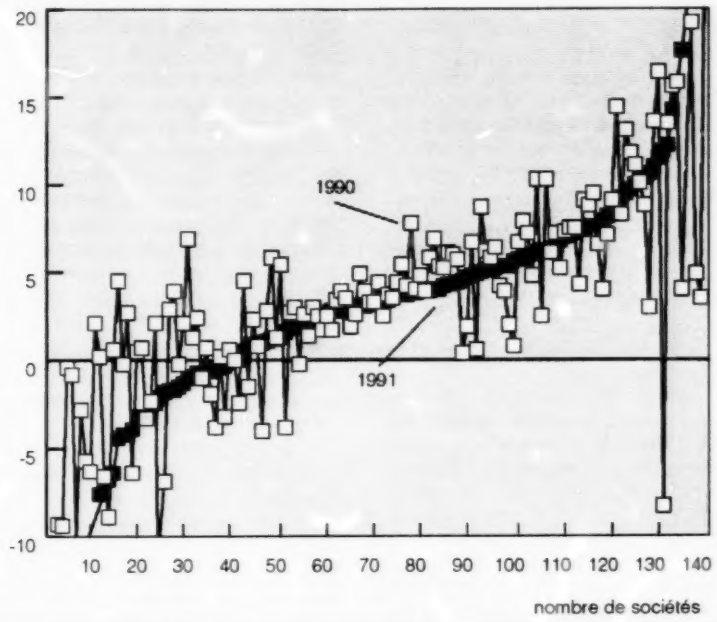


(a) Les taux de rendement sont calculés d'après une moyenne pondérée sur cinq ans, se terminant en 1990 et 1991.

Graphique E.4

Taux de rendement du capital utilisé moyen en amont[a]

en pourcentage



(a) Les taux de rendement sont calculés d'après une moyenne pondérée sur cinq ans, se terminant en 1990 et 1991.

F

Coûts futurs d'enlèvement d'une immobilisation et de restauration des lieux

L'article 3060.39 du Manuel de l'ICCA recommande que pour les exercices débutant le ou après le 1er décembre 1990, «lorsqu'ils peuvent être déterminés au prix d'un effort raisonnable, les frais futurs d'enlèvement d'une immobilisation et de restauration des lieux, nets des montants recouvrables prévus, doivent faire l'objet d'une provision constituée au moyen d'imputations aux résultats, d'une manière logique et systématique». L'ICCA suggère en outre que la provision soit comptabilisée comme un passif et ne soit pas incluse dans l'amortissement cumulé. Lorsque les frais futurs d'enlèvement d'une immobilisation et de restauration des lieux ne peuvent être déterminés avec suffisamment de précision, un passif éventuel devrait être comptabilisé.

En réponse à cette recommandation, des associations de l'industrie comme l'Association pétrolière du Canada et la Petroleum Accountants Society of Canada ont émis de larges directives sur la manière d'évaluer et de déterminer le coût total estimé d'une société. Il a été accepté que les estimations des coûts de "nettoyage", nets des recouvrements, soient déterminés en fonction de la technologie connue et des coûts courants. Dans l'enquête annuelle de 1991, on a demandé aux sociétés déclarantes de fournir des détails concernant l'adoption de cette nouvelle recommandation. Sur 154 sociétés sondées, 86 ont indiqué qu'elles suivaient la recommandation (tableau F.1). Les autres sociétés n'ont pas encore adopté les directives pour les deux raisons suivantes :

(a) leur année fiscale s'est terminée avant le 1er décembre 1991; et

(b) les filiales de sociétés américaines utilisent les normes comptables américaines pour la présentation des états financiers.

Les principales conclusions sont les suivantes :

(a) L'estimation totale du coût que représentent les frais futurs d'enlèvement d'une immobilisation et de restauration des lieux a dépassé 3,7 milliards de dollars à la fin 1991. La plus grande partie de ce coût concerne l'activité amont. L'impact sur l'activité aval a été limité à cause des possibilités d'utiliser les propriétés à d'autres fins;

(b) Il n'y a pas d'uniformité entre les sociétés sur la manière de passer le coût aux dépenses. Bien que seulement quelques sociétés qui utilisent la méthode de la capitalisation du coût de la recherche fructueuse aient appliqué la recommandation rétroactivement, la plupart des sociétés l'ont appliqué prospectivement sur la base de la durée estimée des réserves; dans certains cas, le coût total estimé a été imputé à 1990 et à 1991. Par conséquent, près de 1,9 milliard de dollars, représentant 50% du coût

Tableau F.1
Coûts futurs d'enlèvement d'une immobilisaiton et de restauration des lieux

	Sociétés Capitalisation-coût entier	Sociétés Capitalisation-recherche fructueuse	**Totaux**
en millions de dollars			
Coût total estimé	1 041	2 689	**3 730**
Frais courus			
Dépenses 1991	70	452	**522**
Dépenses années antérieures	271	1 070	**1 341**
nombre de sociétés			
Nombre total de sociétés	57	29	**86**
Catégorie, état des revenus et dépenses			
D, É & A[a]	38	12	**50**
Autres non monétaires	19	17	**36**

(a) Dépréciation, épuisement et amortissement.

total, ont été imputés au revenu en 1991 et durant les années précédentes;

(c) Bien que la plupart des sociétés aient déterminé les coûts selon une méthode combinée de l'amortissement proportionnel à la production et de l'amortissement linéaire, certaines sociétés, essentiellement des non-exploitants, ont utilisé uniquement l'amortissement linéaire; et

(d) Un fort pourcentage des sociétés utilisant la capitalisation du coût entier ont imputé les coûts au compte de la dépréciation, de l'épuisement et de l'amortissement, tandis que la plupart des sociétés utilisant la capitalisation du coût de la recherche fructueuse ont traité les coûts comme d'autres frais non monétaires. Les charges des années antérieures ont été créditées au compte des autres éléments de passif à long terme dans le bilan, tandis que les débits correspondants étaient imputés aux bénéfices non répartis et à l'impôt sur le revenu reporté.

Une comparaison des dépenses entre sociétés est difficile à établir du fait que:

(a) l'industrie a très peu d'expérience pour déterminer les coûts réels de restauration des lieux;

(b) chaque société, dans le passé, a utilisé des normes de "nettoyage" différentes; et

(c) chaque société possède un éventail d'actifs différent.

G

Impact des réductions de valeur selon le critère de limite maximale sur les résultats financiers du secteur amont en 1986 et 1991

En septembre 1986, le Comité des normes comptables de l'ICCA a émis une note d'orientation à l'intention des sociétés qui utilisent la capitalisation du coût entier dans le secteur du pétrole et du gaz naturel. La note d'orientation visait à limiter les variations dans l'application de la méthode de la capitalisation du coût entier, en précisant les coûts qui pourraient être capitalisés et amortis, et en limitant, par l'application du critère de limite maximale, les coûts non amortis qui peuvent être reportés sur les bilans des sociétés à la fin de l'exercice.

Le critère de limite maximale est un exercice de recouvrement des coûts qui permet aux utilisateurs d'états financiers de supposer que la production des réserves prouvées existantes ne se soldera pas par une perte. Cela restera valide si toutes les hypothèses actuelles sur les prix, les niveaux de production et les coûts futurs de mise en valeur utilisés dans la présentation des états financiers s'avèrent exacts dans le futur.

Le critère de limite maximale comprend deux niveaux. Au niveau I du critère, les montants nets auxquels les propriétés pétrolières et gazières sont comptabilisées par la société, sont comparés, par centres de coûts au niveau d'un pays, aux produits d'exploitation nets futurs, augmentés du coût net des propriétés non prouvées et des grands programmes de mise en valeur; tout excédent de la valeur comptable est imputé aux dépenses. Une révision à la hausse des estimations après la date de détermination de la limite maximale n'entraîne pas une révision de la valeur comptable.

Au niveau II du critère, une estimation du «montant ultimement récupérable» provenant de toutes les propriétés pétrolières et gazières de la société est faite. Le montant ultimement récupérable correspond aux produits d'exploitation nets futurs, augmentés du coût net des grands programmes de mise en valeur et des propriétés non prouvées, moins les frais futurs d'enlèvement d'une immobilisation et de restauration des lieux, les frais généraux, les frais de financement et l'impôt sur le revenu. Si la valeur comptable nette totale des propriétés pétrolières et gazières pour tous les centres de coûts de l'entreprise, moins les impôts reportés correspondants, est supérieure au montant ultimement récupérable, l'excédent est radié. Encore une fois, une révision à la hausse des estimations après la date de détermination de la limite maximale n'entraîne pas une révision de la valeur comptable.

A des fins comptables, on doit inscrire les montants bruts radiés (avant impôt) pour redresser à la fois la valeur comptable nette des propriétés et le compte d'impôts reportés correspondant.

Dans le tableau G.1, une comparaison des résultats financiers du secteur amont a été établie entre 1986 et 1991, deux années où les réductions de valeur, attribuables au critère de limite maximale, ont joué un rôle critique dans les médiocres résultats financiers. Les données de ce tableau représentent des

Tableau G.1
Rendement financier des activités amont en 1986 et 1991
en dollars par mètre cube d'équivalent pétrole

	1986	1991
Recettes totales amont	113	97
moins:		
Redevances	21	15
Frais d'intérêt	11	6
Frais d'exploitation	35	38
R-D et autres dépenses monétaires	4	1
Revenus en espèces avant impôts	42	37
Frais non monétaires et E&M	36	42
Revenus avant impôts	6	- 5
Impôts courants	5	4
Impôts reportés	—	- 2
Pertes extraordinaires	13	—
Bénéfices nets	- 12	- 7

dollars par mètre cube d'équivalent pétrole.

En 1991, le prix moyen d'un mètre cube d'équivalent pétrole était de 97 $, contre 113 $ en 1986. Alors que les prix unitaires du pétrole brut étaient plus élevés en 1991 qu'en 1986, les prix unitaires du gaz naturel commercialisable ont chuté de 79 $ par millier de mètre cube en 1986 à 49 $ par millier de mètre cube en 1991. En outre, l'augmentation de la production de gaz naturel commercialisable (55% sur les 5 ans) et l'augmentation de la proportion de gaz naturel dans la production totale a entraîné une baisse globale du prix unitaire en 1991 en équivalent pétrole. En 1991, la production de gaz naturel a représenté 51% du volume total de production, contre 41% en 1986 (tableau G.2). L'augmentation globale de la production, soit 25% de 1986 à 1991, est principalement attribuable au gaz naturel et, dans une moindre mesure, à la production provenant des sables bitumineux.

Par conséquent, les revenus monétaires avant impôts ont été de 37 $ par mètre cube en 1991 contre 42 $ par mètre cube en 1986, malgré des redevances et des frais d'intérêt unitaires plus faibles qui ont plus que compensé des frais d'exploitation unitaires plus élevés.

En 1991, les postes non monétaires dans le tableau G.1, comprennent des réductions de valeur de près de 2 milliards de dollars, principalement attribuables au niveau II du critère de limite maximale. Ces réductions de valeur ont eu un effet important sur la perte de 7 $ par mètre cube enregistrée par le secteur amont en 1991. La principale raison de ces réductions de valeur a été le faible prix du gaz naturel et sa forte contribution à la production totale. En contraste, les réductions de valeur de 1986 ont été causées par la chute des prix du pétrole brut.

En 1986, certaines des réductions de valeur ont été déclarées comme des postes extraordinaires à cause de leur importance par rapport à l'actif des sociétés déclarantes. A des fins de comparaison, les réductions de valeur causées par le critère de limite maximale qui ont été déclarées comme postes extraordinaires en 1986 représentent environ 1,4 milliard de dollars. Si ce montant était transféré à la ligne «frais non monétaires et E&M», les deux années deviendraient assez semblables quant à l'impact des réductions de valeur.

Tableau G.2
Volume et valeur de la production en 1986 et 1991

	1986			**1991**		
	Volume[a]	Valeur[b]	Prix moyen	Volume[a]	Valeur[b]	Prix moyen
Pétrole brut classique	63,2	7 315	116	63,8	7 823	123
Sables pétrolifères	15,1	1 604	106	19,6	2 239	114
Gaz naturel commercialisable	62,7	4 943	79	97,5	4 739	49
GPL	10,8	1 222	113	12,4	890	72
Pentanes	4,2	586	139	4,8	599	126
Soufre	6,2	755	121	6,2	302	49
Equivalent pétrole	149,4[d]			186,0[c]		
Gaz naturel en pourcentage de la production totale	40,6			50,7		

(a) en millions de mètres cubes à l'exception du gaz naturel (milliards de mètres cubes) et du soufre (millions de tonnes).
(b) en millions de dollars.
(c) ne comprend pas le soufre ni les LGN provenant d'usines de retraitement.
(d) ne comprend pas le soufre.

H

Méthodes d'évaluation des stocks dans le secteur aval

La plupart des sociétés pétrolières canadiennes ayant des activités dans le secteur aval utilisaient jusqu'à récemment la méthode de l'épuisement successif (FIFO) pour évaluer leurs stocks à des fins de comptabilité et de commercialisation. La méthode du coût moyen est aussi utilisée par les firmes canadiennes. Cependant, un certain nombre de sociétés sont passées à la méthode de l'épuisement à rebours (LIFO), communément utilisée aux États-Unis.

Le choix entre FIFO et LIFO[1] affecte la valeur du coût des biens vendus, qui représente une déduction importante dans le calcul des bénéfices nets. Pour chacune de ces méthodes, le coût des biens vendus est défini comme étant le coût des stocks en début d'exercice, plus le coût des biens achetés, moins la valeur des stocks en fin d'exercice. La méthode sélectionnée pour déterminer le coût devrait être celle qui harmonise le mieux les coûts et les revenus, sans préoccupation du flux physique des biens.

(1) FIFO et LIFO sont des méthodes de comptabilité servant à allouer des coûts aux ventes, dans le but de déterminer les bénéfices.

Méthode de l'épuisement successif (FIFO): Les premières sorties sont valorisées aux coûts des premières entrées. Par conséquent, le coût attribué à des stocks en mains à la fin de l'exercice représente le coût des biens les plus récemment acquis.

Méthode de l'épuisement à rebours (LIFO): Les premières sorties sont valorisées aux prix de l'article le plus récent des stocks. Les stocks en mains à la fin d'un exercice sont donc évalués selon le coût qui leur a été attribué au début de l'exercice. Des entrées durant la période sont valorisées au prix qui avait cours à leur entrée. Les sorties, elles, sont réputées avoir avant tout réduit les dernières entrées.

Tableau H.1

Marges brutes de l'industrie pétrolière en utilisant la méthode de l'épuisement successif (FIFO)

	Ventes			Stocks		Coût des ventes[f]	Marge brute[g]
	Volumes[a]	Prix unitaire moyen[b]	Valeur[c]	Coût du brut[d]	Produits finis[e]		
	1 000 m3	$/m3	milliards de $	$/m3	$/m3	milliards de $	milliards de $
1990:							
juil.	8 158	249	2,03	126	174	1,42	0,61
août	8 873	245	2,18	120	167	1,48	0,69
sept	8 018	260	2,08	117	164	1,31	0,77
oct.	8 277	276	2,29	155	204	1,69	0,60
nov.	7 628	298	2,27	207	257	1,96	0,39
déc.	7 301	319	2,33	244	294	2,15	0,18
6 mois			**13,17**			**9,93**	**3,24**
1991:							
janv.	7 320	331	2,43	244	295	2,16	0,27
fév.	6 693	315	2,11	214	265	1,77	0,34
mars	7 158	296	2,12	190	240	1,72	0,40
avril	7 312	273	1,99	157	206	1,51	0,49
mai	7 653	255	1,95	143	191	1,46	0,49
juin	7 084	247	1,75	137	185	1,31	0,44
6 mois			**12,35**			**9,93**	**2,43**
12 mois			**25,52**			**19,86**	**5,67**

(a) Statistique Canada (Catalogue 57-601). Les données ont été ajustées pour éliminer les ventes aux autres raffineurs et aux indépendants.
(b) Statistique Canada, Division des prix.
(c) Obtenu en multipliant le volume par le prix unitaire moyen.
(d) Energie, Mines et Ressources Canada, Division du pétrole et du gaz. Les données ont un délai de 60 jours.
(e) Comprend les coûts de raffinage rapportés à la Division de la surveillance du secteur pétrolier. Ces coûts ont été calculés au prorata, mois par mois, pour déterminer le coût des produits raffinés en stocks.
(f) Obtenu en multipliant le volume par le stock des produits finis.
(g) Il s'agit de la valeur des ventes moins le coût des ventes.

L'analyse, dans cette annexe, couvre la période de juillet 1990 à juin 1991, soit une année complète qui met en évidence deux phases distinctes concernant les prix du pétrole brut:

- La période de juillet à décembre 1990, lorsque les prix du pétrole brut ont augmenté en raison de l'instabilité dans le Golfe persique; et
- la seconde période de janvier à juillet 1991, qui s'est traduit par un retour à la normale des prix du pétrole brut.

Pour chacune de ces périodes, deux scénarios ont été envisagés, selon que l'industrie pétrolière adopte la méthode FIFO ou LIFO. Le scénario FIFO implique un délai de 60 jours entre le moment où le pétrole brut est acheté, et celui où il est comptabilisé en stocks.

Durant le second semestre de 1990, le prix du pétrole brut a enregistré une très forte hausse, atteignant un maximum de 244 dollars par m3 en octobre et novembre, ce qui, en appliquant la méthode FIFO, s'est traduit par des coûts de stocks élevés en décembre 1990 et janvier 1991. Les données des tableaux H.1 et H.2 proviennent de la base de données de la Division de la surveillance du secteur pétrolier et la Division du pétrole et du gaz d'ÉMR.

En supposant que les sociétés aient utilisé LIFO, l'augmentation des prix du pétrole aurait eu comme effet une hausse immédiate du coût des stocks. Par conséquent, la marge brute pour l'industrie se serait établie à environ 1,4 milliard de dollars pour la période de

Tableau H.2
Marges brutes de l'industrie pétrolière en utilisant la méthode de l'épuisement à rebours (LIFO)

	Ventes			Stocks		Coût des ventes [f]	Marge brute [g]
	Volumes [a]	Prix unitaire moyen [b]	Valeur [c]	Coût du brut [d]	Produits finis [e]		
	1 000 m3	$/m3	milliards de $	$/m3	$/m3	milliards de $	milliards de $
1990:							
juil.	8 158	249	2,03	117	165	1,35	0,68
août	8 873	245	2,18	155	202	1,79	0,38
sept	8 018	260	2,08	207	254	2,04	0,05
oct.	8 277	276	2,29	244	293	2,43	-0,14
nov.	7 628	298	2,27	244	294	2,24	0,03
déc.	7 301	319	2,33	214	264	1,93	0,40
6 mois			**13,17**			**11,77**	**1,40**
1991:							
janv.	7 320	331	2,43	190	241	1,76	0,66
fév.	6 693	315	2,11	157	208	1,39	0,72
mars	7 158	296	2,12	143	193	1,38	0,74
avril	7 312	273	1,99	137	186	1,36	0,63
mai	7 653	255	1,95	136	184	1,41	0,54
juin	7 084	247	1,75	132	180	1,26	0,48
6 mois			**12,35**			**8,58**	**3,77**
12 mois			**25,52**			**20,35**	**5,17**

(a) Statistique Canada (Catalogue 57-601). Les données ont été ajustées pour éliminer les ventes aux autres raffineurs et aux indépendants.
(b) Statistique Canada, Division des prix.
(c) Obtenu en multipliant le volume par le prix unitaire moyen.
(d) Energie, Mines et Ressources Canada, Division du pétrole et du gaz.
(e) Comprend les coûts de raffinage rapportés à la Division de la surveillance du secteur pétrolier. Ces coûts ont été calculés au prorata, mois par mois, pour déterminer le coût des produits raffinés en stocks.
(f) Obtenu en multipliant le volume par le stock des produits finis.
(g) Il s'agit de la valeur des ventes moins le coût des ventes.

juillet à décembre 1990, contre 3,2 milliards de dollars avec le FIFO.

En utilisant la méthode FIFO, la hausse des prix du pétrole brut n'a pas eu un impact immédiat sur le 'coût des biens vendus' en raison du décalage de 60 jours entre le moment où le pétrole brut est acheté et celui où il est comptabilisé en stocks. Le prix élevé d'octobre a eu un effet retardé sur le coût des biens vendus, qui s'est établi à 9,9 milliards de dollars pour les six derniers mois de 1990.

Par conséquent, au second semestre de 1990, l'industrie pétrolière, si elle avait utilisé LIFO, aurait montré des bénéfices moindres, en raison d'un coût des biens vendus plus élevé de 1,8 milliard de dollars par rapport à celui calculé avec la méthode FIFO.

Au cours du premier semestre 1991, les prix du pétrole brut ont baissé, passant de 190 dollars par m3 en janvier à 132 dollars par m3 en juin, soit un prix moyen pour cette période de 149 dollars par m3.

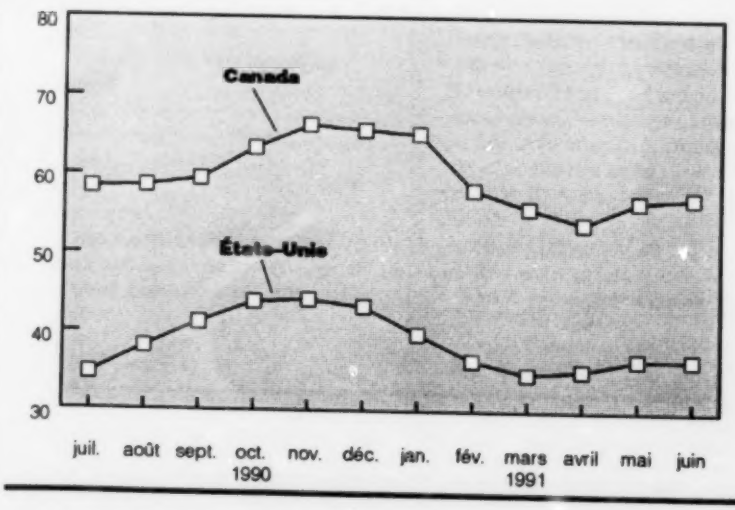
Dans un contexte de prix à la baisse, les résultats sont inversés, si bien que l'utilisation du LIFO aurait immédiatement impliqué une diminution du coût des biens vendus (8,6 milliard de dollars pour les six premiers mois de 1991), alors que l'utilisation du FIFO (avec un coût des biens vendus de 9,9 milliards pour le premier semestre de 1991), aurait reporté les stocks à prix élevé dûs à l'achat du pétrole brut en novembre et décembre 1990.

Par conséquent, l'industrie pétrolière, si elle avait utilisé LIFO au premier semestre de 1991, aurait déclaré des bénéfices supérieurs (dû à un coût des biens vendus plus faible), ceci, en supposant que les prix de vente des produits soient restés constants. La différence en valeur pour les stocks aurait été de 1,3 milliards de dollars.

Au cours de ce cycle annuel débutant en juillet 1990, l'utilisation de la méthode FIFO a généré un coût des biens vendus de 2,4% inférieur à celui qui aurait été obtenu en utilisant la méthode LIFO.

Cependant, les sociétés canadiennes (la plupart d'entre elles utilisant la méthode FIFO) ont déclaré des pertes pour les produits pétroliers de 300 millions de dollars au premier semestre de 1991. Une demande plus faible pour les produits pétroliers et une concurrence plus forte pour les parts de marché ont affecté l'aptitude des sociétés à recouvrer le coût élevé des stocks de la fin de 1990.

Graphique H.1
Prix moyen au détail de l'essence: toutes classes
en cents le litre



À cela s'ajoute les prix des produits pétroliers qui, au premier trimestre de 1991, ont chuté considérablement au Canada, en réponse à la concurrence américaine (graphique H.1). Les prix des produits aux États-Unis et dans le reste du monde accusaient une tendance à la baisse, parallèlement aux prix du pétrole brut.

Entreprises énergétiques déclarantes

Alberta Energy Company Ltd.
Alberta Oil Sands Equity
Altana Exploration Company
Altex Resources Ltd.
Amax Petroleum of Canada Inc.
Amerada Hess Canada Ltd.
American Eagle Petroleums Ltd.
American Trading and Production Corporation
Anadarko Petroleum of Canada Ltd.
Anderson Exploration Ltd.
AT&S Exploration Ltd.
ATCOR Ltd.
Atlantis Resources Ltd.
Barnwell of Canada, Limited
Beau Canada Exploration Ltd.
Bow Valley Industries Ltd.
Bowtex Energy (Canada) Corporation
BP Canada Inc.
Buttes Resources Canada, Ltd.
Cabre Exploration Ltd.
Canada Northwest Energy Limited
Canadian "88" Energy Corp.
Canadian Conquest Exploration Inc.
Canadian Hunter Exploration Ltd.
Canadian Jorex Limited
Canadian-Montana Gas Company Limited
Canadian Occidental Petroleum Ltd.
• Canadian Turbo Inc.
Cancarb Gas Services Limited
Chauvco Resources Ltd.
• Chevron Canada Limited
Chevron Canada Resources Limited
Chevron Standard Limited
CIC Industrial Interests Inc.
Cimarron Petroleum Ltd.
Claude Resources Inc.
CN Exploration Inc.
Co-enerco Resources Ltd.
Coho Resources Limited
Colonial Oil & Gas Limited
Columbia Gas Development of Canada Ltd.
Compagnie des Pétroles Amoco Canada Ltée.
• Compagnie Pétrolière Impériale Limitée
Conoco Canada Limited
Consolidated Norex Resources Corp.
Conwest Exploration Company Limited
Corexcana Ltd.
CS Resources Limited
Czar Resources Ltd.
DEKALB Energy Canada Ltd.
Discovery West Corp.
Dorset Exploration Ltd.
Dynex Petroleum Ltd.
Encor Inc.
Enerplus Resources Corporation
Enron Oil Canada Ltd.
Excel Energy Inc.
• Federated Co-operatives Limited
Forest Oil Corporation (division canadienne)
Gardiner Oil and Gas Limited
Gouvernement du Canada
Hamilton Brothers Canadian Gas Company, Ltd.
Harvard International Resources Ltd.
Hillcrest Resources Ltd.
Home Oil Company Limited
• Husky Oil Ltd.
Intensity Resources Ltd.
International Colin Energy Corp.
Inuvialuit Petroleum Corporation
Inverness Petroleum Ltd.
• Irving Oil Limited
J.M. Huber Corporation
Joss Energy Ltd.
Kerr-McGee Canada Ltd.
Koch Exploration Canada, Ltd.
LASMO Canada Inc.
LASMO Nova Scotia Limited
LL&E Canada, Ltd.
Lone Pine Resources Ltd.
Luscar Ltd. (division du pétrole et du gaz)
Maligne Resources Limited
Mannville Oil & Gas Ltd.
Mark Resources Inc.
MLC Oil and Gas Ltd.
Mobil Oil Canada, Ltd.
• Mohawk Oil Company Limited
• Moose Jaw Asphalt Inc.
Morgan Hydrocarbons Inc.
Morrison Petroleums Ltd.
Mosbacher Holding Company
Murphy Oil Company Ltd.
NAL Resources Ltd.
New Jordan Petroleum Ltd.
• NewGrade Energy Inc.
• Newfoundland Processing Limited
North Canadian Oils Limited
Northstar Energy Corporation
Norwich Resources Canada Ltd.
Nova Scotia Resources Limited
• Novacor Chemicals (Canada) Ltd.
Novalta Resources Inc.
Numac Oil & Gas Ltd.
Ocelot Energy Inc.
Omega Hydrocarbons Ltd.
OMV (Canada) Ltd.
Opinac Exploration Limited
Orbit Oil & Gas Ltd.
Paloma Petroleum Ltd.
Pan-Alberta Resources Inc.

• Désigne les sociétés dans le groupe 'Sociétés intégrées et raffineurs'. Toutes les autres sociétés appartiennent à la catégorie des 'Producteurs de pétrole et de gaz'.

Panarctic Oils Ltd.
PanAtlas Energy Inc.
PanCanadian Petroleum Limited
Pancontinental Oil Ltd.
Paragon Petroleum Corporation
Paramount Resources Ltd.
- Parkland Industries Ltd.

Pecten Canada Limited
Pembina Corporation
Penn West Petroleum Ltd.
Pennzoil Petroleums Ltd.
- Petro-Canada

Petrorep (Canada) Ltd.
Phillips Petroleum Canada Ltd.
Phillips Petroleum Company Western Hemisphere
Phillips Petroleum Resources, Ltd.
Pinnacle Resources Limited
Poco Petroleums Ltd.
Quintana Exploration Canada Ltd.
Ranchmen's Resources Ltd.
Ranger Oil Limited
Renaissance Energy Ltd.
Rife Resources Ltd.
Ressources Énergétiques Norcen Limitée
Ressources Gulf Canada Limitée
Roan Resources Ltd.
Royal Trust Energy Corporation
Saskatchewan Oil and Gas Corporation
Sceptre Resources Limited
- Shell Canada Limitée

Star Oil & Gas Ltd.
Summit Resources Limited
- Suncor Inc.

Tarragon Oil and Gas Limited
Telesis Oil and Gas
Texaco Canada Petroleum Inc.
Total Petroleum Oil and Gas Ltd.
Trilogy Resource Corporation
Triton Canada Resources Ltd.
Ulster Petroleums Ltd.
- Ultramar Canada Inc.

Union Pacific Resources Inc.
United Tri-Star Resources Ltd.
Unocal Canada Limited
Voyager Energy Inc.
Wainoco Oil Corporation
Webb International Minerals Inc.
Westar Petroleum Ltd.
Westcoast Petroleum Ltd.
Wintershall Canada Ltd.